Prof. Inż. STEFAN CZARNOCKI

ZŁOŻA ROPY NAFTOWEJ

Skrypt według wykładów w r. 1945/46

Nakładem Sekcji Wydawniczej
Stowarzyszenia Studentów Akademii Górniczej
KRAKÓW 1947 R.

Prof. Inż. STEFAN CZARNOCKI

ZŁOŻA ROPY NAFTOWEJ

Skrypt według wykładów w r. 1945/46

Nakładem Sekcji Wydawniczej
Stowarzyszenia Studentów Akademii Górniczej
KRAKÓW 1947 R.

Złoża ropy naftowej
i
innych surowców bitumicznych.

W s t ę p

Jeden z naszych ekonomistów, mówiąc o zagadnieniu naftowym, wspomina, że, aby zrozumieć dobrze najważniejsze posunięcia w polityce światowej, trzeba pilnie studiować mapę źródeł naftowych i badać kierunek rurociągów.

O naftę toczą się najbardziej zajadłe boje dyplomatyczne; wywołuje ona widmo wojny.

Nafta stanowi obecnie główne źródło energii i króluje nad światem.

Przemysł naftowy jest jednym z najmłodszych wśród dużych przemysłów o skali światowej, bo datuje się właściwie od roku 1859.

Początkowo przemysł naftowy miał za główne zadanie dostarczenie nafty do oświetlenia, obecnie zaś produkty naftowe idą głównie do silników spalinowych.

Najcenniejszym produktem, otrzymywanym z jednostki ropy naftowej, jest obecnie benzyna, wartość której stanowi około 44% wartości wszystkich destylatów, na drugim miejscu stoi mazut 28%, na trzecim miejscu smary - około 10%; - 9% wypada na naftę /kerozyna/ i wreszcie również 9% na wosk, asfalt i inne produkty. Istnieje obecnie dążenie do produkowania jak największej ilości benzyny drogą staranniejszej destylacji, oraz stosowania t.zw. procesów krekowych. Procentowy wzrost ilości otrzymywanej benzyny w stosunku do innych produktów naftowych na terenie Stanów Zjednoczonych w ostatnich przedwojen-

nych latach ilustruje nam diagram, podany na fig. 1.

Głównymi ośrodkami wydobycia były dotąd Stany Zjednoczone i Rosja; czas jakiś odgrywał również poważną rolę Meksyk. Te trzy państwa dały do roku 1933 - 85% całego światowego wydobycia.

Światowe zasoby złóż naftowych ze względu na ich specyficzne warunki przyrodzone, o których będziemy mówić poniżej, są bardzo trudne do ustalenia. Jeśli jednak weźmiemy istniejące w geologicznej literaturze cyfry, to okazuje się, że trzy wspomniane powyżej główne państwa - producenci ropy naftowej posiadają zaledwie około 43% światowych zasobów, a uwzględniając ostatnie odkrycia w Rosji, około 50%; przeszło 40% posiadają kraje egzotyczne, jak Persja /Iran/, Mezopotamia /Irak/, republiki południowo-amerykańskie, Indie Brytyjskie i Holenderskie. Wprowadza to na arenę przemysłu naftowego kraje o niższej kulturze gospodarczej. Kraje te są zależne po części od wielkich mocarstw politycznie, a w każdym razie ekonomicznie i finansowo. Daje to podstawę do niezliczonej ilości zatargów i nieporozumień międzynarodowych. Daje to jednocześnie klucz do zrozumienia szeregu posunięć politycznych w okresie szczególnie ostatniego ćwierćwiecza. Walki o koncesje naftowe należą do najbardziej intenzywnych.

Utwory bitumiczne.

Ropa naftowa wraz z całym szeregiem pokrewnych substancji bitumicznych należy do grupy kopalin palnych.

W grupie bitumicznej wyróżniamy: bituminy stałe - - asfalt, wosk ziemny, łupki bitumiczne; bituminy płynne - - nazywane ropą naftową; wreszcie mamy i bituminy gazowe, t.zw. gazy ziemne.

Bituminy składają się zasadniczo z węglowodorów. O typach węglowodorów i ich chemicznych właściwościach wiadomo z kursu chemii organicznej. Szereg danych z tej dziedziny znajduje się w podręczniku prof. K. Bohdanowicza /Podręcznik naftowy/.

Na tej więc stronie kwestii zatrzymamy się tu bardzo krótko. Z punktu widzenia chemii można przeprowadzić ostrą granicę tylko między końcowymi członami nieprzerwanego szeregu od węgla do ropy naftowej. Węgiel kamienny jest zasadniczo związkiem węgla z wodorem i tlenem, a ropa naftowa jest związkiem tylko węgla z wodorem, czyli jest złożona z węglowodorów.

Utwory bitumiczne, czyli bituminy bliższe węgla /jak łupki bitumiczne/, chociaż nie mogą być pod względem chemicznym ostro odgraniczone od sąsiednich, co do składu utworów węglowych /węgiel cannel i boghead/, różnią się jednak na ogół od nich większą zawartością wodoru, większą ilością lotnych węglowodorów oraz zupełnym, lub częściowym brakiem związków utlenionych.

Trzy stany substancji bitumicznej: stały, płynny i gazowy mogą przechodzić jeden w drugi pod wpływem zmian

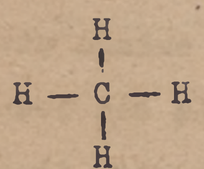
temperatury i ciśnienia. Mogą one przechodzić stopniowo od twardej, kruchej formy, przez miękkie, napół płynne substancje, płyny lepkie i ciężkie, do lekkich /lżejszych od wody/, do gazów ciężkich i lekkich. Przejścia te mogą być stwierdzone w jednym i tym samym złożu.

Węglowodory.

Węglowodory, z których składają się bituminy, są to, jak sama nazwa wskazuje, połączenia węgla z wodorem.

W węglowodorach ilość atomów wodoru pozostaje zawsze w stosunku parzystym do ilości atomów węgla.

Największy stosunek atomów wodoru do atomów węgla wynosi $C_n H_{2n+2}$, potem mamy węglowodory o formule C_nH_{2n}, C_nH_{2n-2} itd., aż do C_nH_{2n-32}. W serii C_nH_{2n+2} jest najprostszym i najbogatszym w wodór związek CH_4, czyli t.zw. metan. Jest on jednocześnie najprościej zbudowany. Czterowartościowy pierwiastek węgiel wiąże tu cztery atomy wodoru. Przez zastąpienie jednego atomu H przez węgiel związany z wodorem CH_3 powstają związki tego samego typu C_nH_{2n+2}, lecz o stosunkowo mniejszej zawartości wodoru,



a mianowicie C_2H_6, C_3H_8 itd., aż do najwyższej wartości n = 60 w węglowodorze $C_{60}H_{122}$. Węglowodory z najmniejszą ilością atomów są ciałami gazowymi, z nieco większą - płynami, wreszcie z największą - ciałami stałymi. W każdym członie serii C_nH_{2n+2} wszystkie wartościowości węgla, jako elementu czterowartościowego są związane odpowiednią ilością atomów wodoru. Takie węglowodory

nazywamy nasyconymi.

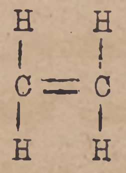
Węglowodory typu C_nH_{2n+2} nazywamy serią metanową od nazwy wspomnianego członu CH_4, albo też parafinową od członów o substancji twardej, noszących nazwę parafin.

Prócz tej serii jest znanych jeszcze 17 seryj, a mianowicie:

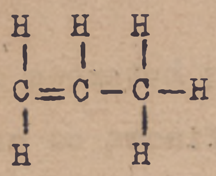
C_nH_{2n} .... seria naftowa i olefinowa
C_nH_{2n-2} .... " acetylenowa
C_nH_{2n-4} .... " terpenowa
C_nH_{2n-6} .... " aromatyczna i benzolowa
....
....
C_nH_{2n-32} ....

W serii C_nH_{2n} rozróżniamy: olefiny i nafteny.

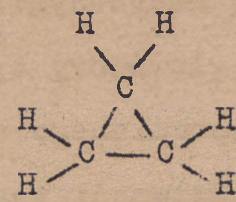
W węglowodorach olefinowych budowa najprostszego członu, etylenu /C_2H_4/, przedstawia się w sposób następujący:



Widzimy, że atomów wodoru nie wystarcza do związania atomów węgla i między tymi ostatnimi istnieje podwójne wiązanie. To podwójne wiązanie w budowie cząsteczki oznacza nie wzmocnienie, a odwrotnie jest najsłabszym miejscem w cząsteczce. Takie węglowodory nazywają się nienasyconymi. Są one mniej trwałe, niż nasycone i łatwo ulegają zmianom. Lecz w tej samej serii C_nH_{2n} mamy i węglowodory nasycone, przy czym czasem węglowodór tego samego składu chemicznego może mieć charakter nasyconego, lub nienasyconego. Zależy to od struktury budowy cząsteczki. Tak np. propylen C_3H_6 może mieć taką podwójną budowę:



lub też



W pierwszym wypadku będziemy mieć połączenie nienasycone, w drugim nasycone. Takie związki, które przy jednakowym składzie chemicznym posiadają niejednakowe własności, w zależności od różnej budowy cząsteczki, nazywają izomerami.

Węglowodory serii C_nH_{2n} , nienasycone, noszą nazwę olefinów, zaś nasycone - naftenów.

Wspomnimy w tym miejscu jeszcze o jednym zjawisku mianowicie, kiedy również dwa węglowodory o jednakowym składzie chemicznym mają niejednakowe własności. Jest to spowodowane, nie jak w wypadku izomerów, różną strukturą cząsteczki, a wynika z różnicy ciężarów cząsteczkowych. Na przykład gaz etylen C_2H_4 i płyn amylen C_5H_{10} mają identyczny skład chemiczny, lecz różne ciężary cząsteczkowe, spowodowane niejednakową ilością atomów w cząsteczce. Takie zjawisko skupienia atomów w cząsteczce nosi nazwę polimeryzacji.

Z innych serii węglowodorów wspomnimy jeszcze o serii aromatycznej, jako również ważnej z punktu widzenia naftowego. Są to związki typu C_nH_{2n-6}. Są to węglowodory nienasycone, lecz o strukturze cząsteczkowej względnie trwałej.

W przyrodzie są najwięcej rozpowszechnione nasycone węglowodory jako najbardziej trwałe, są to więc człony serii parafinowej i serii naftenowej. Z tego schematycznego

przeglądu węglowodorów widzimy, jak duż jest ich liczba. Mamy więc 18 seryj węglowodorów, w każdej serii znamy po kilkanaście, lub kilkadziesiąt członów.

Prócz tego istnieje ogromna ilość izomerów tych węglowodorów oraz polimerów /powstałych w drodze polimeryzacji cząstek/. Mamy zwykle do czynienia z mieszaniną takich związków węglowodorowych, łatwo przechodzących jeden w drugi.

Chemiczny skład substancji bitumicznych.

Wszystkie bituminy, jak gaz ziemny, ropa naftowa, asfalt, ozokeryt i inne są bardzo złożonymi mieszaninami różnych węglowodorów. Nieznaczną domieszkę stanowią: siarka, produkty utlenienia, azot i nieorganiczne domieszki. Wszystkie cztery wymienione powyżej typy bituminów są ściśle ze sobą związane i tworzą, jak zobaczymy, przejścia między sobą.

O składzie głównego członu serii bitumicznej ropy naftowej jest bardzo trudno sądzić ze względu na łatwość przechodzenia jednych węglowodorów w drugie, pod wpływem różnych czynników geologicznych.

Dokonanie szczegółowej analizy ropy naftowej, z wydzieleniem wszystkich węglowodorów ją tworzących, jest rzeczą skomplikowaną. Elementarne analizy, ograniczające się do określenia tylko wchodzących w jej skład pierwiastków, wskazują już nam na znaczne różnice między ropami różnych miejscowości, a nawet między ropami, występującymi w tym samym złożu.

Przeważnie w ropach naftowych spotykamy dwie serie węglowodorów nasyconych:

1/. parafinową /metanową/ C_nH_{2n+2} i

2/. naftenową C_nH_{2n}.

Poza tym zawierają one nieraz serię aromatyczną C_nH_{2n-6}. Inne węglowodory występują w ograniczonej ilości.

Najwięcej procentowo węglowodorów serii parafinowej posiada ropa naftowa Pensylwanii. W ropach północno-karpackich stanowią one również większość.

Do typowych rop naftenowych należą ropy bakińskie, gdzie nafteny stanowią 80 - 90% wszystkich składników. W dość dużej ilości znajdują się nafteny w ropach rumuńskich. W ropach karpackich jest ich mało.

Węglowodory serii aromatycznej stwierdzono we wszystkich prawie ropach, lecz zwykle w małych ilościach. Węglowodory aromatyczne są cenne przez to, że wśród nich znajduje się toluol, służący do fabrykacji trotylu, silnego materiału wybuchowego.

Dużo toluolu zawiera ropa rumuńska. Na Kaukazie bogatą w związki aromatyczne jest ropa groźnieńska, a szczególnie majkopska. Najwięcej tych związków zawiera ropa z Borneo. Nafta, otrzymywana z tej ropy, nie może być spalana bez dymu w zwyczajnych lampach, z powodu dużej zawartości C, potrzebującego dla spalania więcej powietrza.

Tlen występuje w ropach w ilościach, dochodzących do 6,9%. Ropa, szczególnie nagrzana, absorbuje łatwo tlen z powietrza, dlatego też dla analizy należy brać zwykle tylko świeżą ropę.

Azot znajduje się również często w ropach. Zawartość jego sięga 1%. Najwięcej związków azotowych zawierają ropy Kalifornii.

Siarka znajduje się zwykle w bardzo małych ilościach. Tylko niektóre ropy amerykańskie /Lima, Ohio/ zawierają ponad 2% siarki. Siarka jest składnikiem szkodliwym, ponieważ nadaje otrzymywanym z ropy produktom naftowym ostry, nieprzyjemny zapach.

Bardzo ważnym z przemysłowego punktu widzenia jest fakt, że węglowodory, tworzące ropę naftową, mają różny punkt wrzenia. Podnosząc więc stopniowo temperaturę nagrzewania, można wydzielić poszczególne składniki. Na tym polega destylacja ropy w t.zw. rafineriach naftowych.

Zwykle rozróżniają trzy grupy destylatów:

1/. Wrzące do temperatury 150° C /otrzymuje się w ten sposób benzynę/;

2/. Od 150° do 300° C /przy czym otrzymuje się t.zw. naftę, służącą do palenia w lampach/;

3/. Pozostałość po nagrzaniu do temperatury 300° C. Najcenniejszą składową częścią tej pozostałości są smary różnego rodzaju.

Te trzy zasadnicze grupy produktów destylacji, czyli t.zw. produktów naftowych, otrzymuje się w stosunkach ilościowych bardzo różnych. Ropy t.zw. lekkie o nieznacznym ciężarze gatunkowym dają więcej benzyny i mniej cięższych frakcji. Ropy ciężkie odwrotnie. Również i charakter otrzymywanych produktów jest niejednakowy u rop różnego typu.

Węglowodory jednej serii mogą być przetworzone sztucznie w węglowodory innego typu przez odjęcie, lub dodanie wodoru.

Na tym są oparte dwa ważne procesy techniczne:

1/. t.zw. aromatyzacja ropy, polegająca na odjęciu części wodoru i zwiększeniu w ten sposób ilości związ-

ków aromatycznych, wśród których znajduje się toluol.

2/. t.zw. proces "cracking", który polega na tym, że przy końcu destylacji reguluje się temperaturę i ciśnienie tak, aby węglowodory pozostałości po destylacji do 300° rozłożyć i zamienić przeważnie przez dodanie wodoru i depolimeryzację w inne lżejsze węglowodory. W ten sposób zwiększa się sztucznie ilość otrzymywanych z ropy lekkich produktów destylacji, przede wszystkim tak cennej benzyny.

Fizyczne własności ropy naftowej.

Barwa ropy jest na ogół zielonkawa z odcieniem od żółtego do brunatnego i prawie czarnego. Znane są jako wyjątek ropy o zabarwieniu czerwonym /Klęczany w Karpatach, Surachany koło Baku/, lub bezbarwne, t.zw. białe ropy, które spotyka się w tychże Klęczanach i Starej Wsi, zaś na Kaukazie w Surachanach. Jasne ropy są na ogół lżejsze od ciemnych. Pod wpływem wchłanianego tlenu kolor ropy ciemnieje.

Ciekłość ropy jest różna. W jednej i tej samej ropie zmienia się z temperaturą. Niektóre ropy są tak gęste, że bez uprzedniego podgrzania nie mogą być przeprowadzone przez rury. Podkreśla to ważne praktyczne znaczenie ciekłości ropy. Ta sama ropa zmienia swą ciekłość pod wpływem powietrza; traci ona lżejsze składniki i zmienia częściowo swój charakter chemiczny /utlenia się/, co wpływa na zgęszczenie ropy na powierzchni.

Ciężar gatunkowy różnych rop waha się na ogół w granicach 0,730 do 0,970 przy temp. + 15° C. Z tych granic ropy wychodzą rzadko. Tak część Surachańskiej ropy ma ciężar gatunkowy 0,650, z drugiej strony niektóre Meksykańskie osiągają ciężar gatunkowy 1,080.

Rozróżniają ropy lekkie o ciężarze gatunkowym poniżej 0,820, średnie o ciężarze gatunkowym 0,820 - 0,870 i ciężkie o ciężarze gatunkowym ponad 0,870.

Co do rozmieszczenia rop w złożu według ciężaru gatunkowego, to w niektórych terenach: /Groźny, Majkop/na Kaukazie/, Borysław i in/ ciężar gatunkowy zmniejsza się z głębokością. Na zwiększenie ciężaru gatunkowego w wyższych poziomach wpływa w znacznej mierze wietrzenie rop, polegające na odgazowaniu na wychodach i na utlenieniu. W niektórych złożach odwrotnie, z głębokością ciężar gatunkowy wzrasta; przykładem tego służą złoża Bakińskie. Ropy lekkie zawierają zwykle dużo benzyny, zaś ciężkie - dużo t.zw. pozostałości.

Wartość opałowa ropy naftowej jest tym wyższa, im więcej jest w niej wodoru i jest wskutek tego wyższa u rop lekkich. Przeciętna wartość opałowa ropy naftowej wynosi 10.000 - 10.500 Kal. A więc jest ona prawie 1½ razy większa od wartości opałowej zwykłego węgla kamiennego, która waha się w granicach 5.500 - 7.500 Kal.

Rozpuszczalność rop naftowych. Praktycznie rzecz biorąc, obchodzi nas wzajemny pod tym względem stosunek z jednej strony ropy naftowej i wody, z drugiej zaś ropy i gazu, jako występujących zwykle wspólnie w złożu naftowym. Otóż woda i ropa naftowa mają każda z osobna spójność większą, niż

wzajemna przyczepność cząsteczek obu tych płynów. Dlatego też w zwykłej mieszaninie ropy naftowej i wody, oba te płyny będą dążyć do rozdzielenia się według ciężarów gatunkowych. Inaczej będzie się przedstawiać sprawa w złożu, gdzie zwykle prócz ropy naftowej i wody występuje trzecia substancja w postaci gazu ziemnego. Obecność gazu wpływa na zmniejszenie się silnego wzajemnego przyciągania cząsteczek wody, które staje się bliskim przyciąganiu cząsteczek ropy i wtedy oba płyny tworzą mieszaninę bardzo stałą, która nosi nazwę emulsji.

Ropa zostaje zemulsjowana często w szybach wybuchowych lub w szybach, do których wtłacza się gaz, co potwierdza przypuszczenie, że na utworzenie emulsji wpływa gaz.

Powstanie emulsji jest zjawiskiem niepożądanym, gdyż utrudnia ona oddzielenie ropy naftowej.

Zagadnienie to często się spotyka przy eksploatacji złóż naftowych i jest ono omawiane w kursie górnictwa naftowego. Co do gazu, to wszystkie ropy mają rozpuszczone większe, lub mniejsze ilości gazu. Ma to duże znaczenie z punktu widzenia eksploatacyjnego.

Ogólne typy rop i ich zróżniczkowanie.

Własności rop i warunki ich destylacji pozwalają wydzielić dwa typy rop: parafinowe i asfaltowe.

Pierwszy daje w pozostałości dużo parafiny, zaś drugi dużo asfaltu i smoły. Są też i mieszane ropy parafinowo--asfaltowe.

Podział rop na typy: parafinowy i asfaltowy, oparty

na własnościach pozostałości przy destylacji, łączy się na ogół z podziałem chemicznym na ropy parafinowe /metanowe/ i naftenowe, lecz do pewnego tylko stopnia, nie należy bowiem zapominać, że w tym ostatnim wypadku chodzi o chemiczny skład, brany jako całość, zaś w pierwszym wypadku idzie tylko o własności, a więc i o skład chemiczny t.zw. pozostałości po destylacji.

Co do rozmieszczenia rop obu tych typów, to zwykle ropy parafinowe występują w poziomach głębszych i w warstwach więcej ściśniętych, niż ropy asfaltowe.

Gazy ziemne.

Gazy palne, które spotykamy przeważnie w przyrodzie, mogą być różnego rodzaju: 1/. Gazy wulkaniczne; 2/. gazy błotne; 3/. gazy wydzielające się ze złóż węglowych; 4/. właściwe gazy ziemne. Gazy wulkaniczne wydzielają się z kraterów wulkanów czynnych i są pochodzenia nieorganicznego. Gazy błotne powstają z rozkładu roślin na dnie jezior i błot. Gazy w złożach węglowych, złożone niemal wyłącznie z metanu, stanowią, jak wiadomo, wielkie niebezpieczeństwo na kopalniach. Wreszcie gazy ziemne znajdują się w skałach różnego wieku i typu. W dalszym ujęciu sprawy zatrzymamy się wyłącznie na tych właśnie gazach, nazywając je gazami ziemnymi. Gazy tego ostatniego typu, czyli gazy ziemne w ścisłym znaczeniu tego słowa, można znów podzielić na 2 kategorie: a/. Gazy występujące samodzielnie; b/. gazy występujące wspólnie z ropą naftową. Jako osobną do pewnego stopnia kategorię stanowią gazy wydzielające się z t.zw. błotnych wulkanów. Ze złóż gazowych nie związanych z ropą,

możemy wymienić gazy w Transylwanii /Rumunia/, w południowej Rosji, w Daszawie pod Lwowem i inne. Co do gazów występujących wspólnie z ropą naftową, to prawie każde złoże naftowe posiada gaz ziemny w większej, lub mniejszej ilości. Czasem jest on eksploatowany wspólnie z ropą naftową, w której jest rozpuszczony, czasem zaś tworzy odrębne części złóż, eksploatowane osobno. Gaz ziemny jest zwykle mieszaniną kilku węglowodorów. Główną rolę wśród tych ostatnich odgrywa metan, stanowiący najczęściej ponad 80% całej mieszaniny.

Gazy ziemne zawierają prawie zawsze w niewielkiej ilości szlachetny gaz hel. Gazy z niektórych pól Stanów Zjednoczonych Północnej Ameryki zawierają helu 1,00 - 1,34% i rozpoczęto tu normalną eksploatację tego gazu, który jest bardzo ważnym surowcem dla celów lotniczych. Jest on tylko 2 razy cięższy od wodoru i ma tę zaletę, że jest niepalny; jest on więc najlepszym gazem do napełniania sterowców i w ogóle balonów.

Gazy karpackie zawierają helu poniżej 0,05% na objętość; nie może być więc mowy o otrzymywaniu tego cennego produktu.

Gazy ziemne mogą być albo t.zw. suche i zawierać tylko metan i etan, albo też t.zw. mokre i zawierać większą ilość cięższych węglowodorów. Gazy pierwszej kategorii stanowią zwykle złoża samodzielne, nie związane z polami naftowymi. Służą one przeważnie jako materiał na opał i oświetlenie i nie mogą być skroplone, skąd pochodzi ich nazwa "suche gazy". Gazy mokre są związane z polami naftowymi i służą jako surowiec do otrzymywania płynnej gazoliny

i dlatego noszą nazwę "mokrych".

Gazolina jest więcej lotna i palna od benzyny, otrzymywanej z ropy naftowej. Jest to więc płyn niebezpieczniejszy przy samodzielnym użyciu, niż benzyna. Zato przez zmieszanie jej z cięższymi produktami naftowymi, otrzymuje się materiał pędny zupełnie odpowiedni do użycia. Stosowana jest jako paliwo lotnicze.

Po zgęszczeniu w postaci gazoliny cięższych węglowodorów w mokrym gazie, pozostały, t.zw. odgazolinowany gaz służy tak samo jak i suchy gaz, jako opał i do oświetlenia, a w ostatnich latach, sprężony, do napędu samochodów i do przeróbki na benzynę.

Gazy z krośnieńskich pól gazowych dają pewne ilości gazoliny, są więc gazami mokrymi. Gazy Daszawy i innych pól Przedgórza Karpat są to suche gazy.

A s f a l t .

Asfalt występuje zawsze w związku z ropą naftową, typu asfaltowego, z której zagęszczenia powstaje i tworzy z nią szereg form przejściowych. Asfalt ma barwę brunatno-czarną, czyste odmiany są całkiem czarne. Połysk błyszczący.

Ciężar gatunkowy czystego asfaltu waha się w granicach 0,920 - 1,200. Prócz czystych asfaltów mamy również skały, zwykle wapienie, lub piaskowce, nasycone substancją asfaltową.

Węglowodory, z których jest złożony asfalt, należą przeważnie do naftenów.

Asfalt ma zastosowanie w technice ze względu na swą nieprzepuszczalność wody /asfaltowanie dróg/ i na słabe

przewodnictwo dla ciepła i prądu elektrycznego.

Asfalt może być otrzymywany, albo sztucznie przy destylacji rop asfaltowego typu, albo też występuje w przyrodzie w postaci złóż.

Złoża asfaltowe należą do kilku typów: 1/. skupienia na powierzchni jezior, powstające z wycieków asfaltowej ropy naftowej. Ropa ta traci w drodze odgazowania lżejsze węglowodory, utlenia się i twardniejąc, tworzy powłoki o powierzchni kilkunastu, lub kilkudziesięciu hektarów i o grubości około 1 m. Tego rodzaju pokrywy asfaltowe znajdują się na Asfaltowym Jeziorze na wyspie Trynidad;

2/. Inny typ powstaje wtedy, jeśli asfaltowa ropa wycieka z wychodów pokładów na suszy. Wtedy ropa miesza się często z piaskiem i tworzy również nieraz znaczne pokrywy. Te ostatnie są znane z okolic Baku, gdzie noszą nazwę "kiru". Tego rodzaju pokrywy są również znane i w Meksyku;

3/. Złoża asfaltu, zalegające zgodnie z uławiceniem warstw i tworzące nieregularne pokłady i soczewki;

4/. Asfalt wypełnia czasem żyły. Te ostatnie są przy tym często związane ze złożami poprzedniego typu i tworzą ich apofizy wśród warstw nadległych, lub poniżej leżących;

5/. Typ Martwego Jeziora powstaje w ten sposób, że na powierzchni wody ukazują się od czasu do czasu skupienia płynnego asfaltu;

6/. W niektórych złożach asfalt impregnuje różnego rodzaju porowate skały jak piaskowce, lub wapienie, skąd może być wydzielony przez nagrzanie.

Specjalne typy asfaltu noszą różne nazwy, jak asfaltyt, albertyt, grahamit i in.

Ozokeryt czyli wosk ziemny.

Ozokeryt jest złożony z mieszaniny węglowodorów serii parafinowej o konsystencji stałej i znajduje się w przyrodzie w związku z ropą parafinową. Ciężar gatunkowy waha się od 0,845 - 0,970. Punkt topliwości 50 - 100° C.

Destylacja ozokerytu daje około 52% parafiny i pewną ilość innych lżejszych frakcji.

Ozokeryt przerabiają obecnie na t.zw. cerezynę, która zastępuje zwykły pszczelny wosk i służy do wyrobu świec.

Złoża ozokerytowe wypełniają zwykle szczeliny w utworach, leżących nad złożem ropy parafinowej i tworzą rodzaj żył.

Utworzenie ozokerytu można wytłumaczyć ulatnianiem się z ropy parafinowej lekkich węglowodorów w pewnej głębokości i przy zmniejszonym ciśnieniu gazowym, wskutek powstania szczelin w warstwach nadległych, lub otaczających złoże naftowe. O pochodzeniu ozokerytu z ropy naftowej świadczą formy przejściowe między ropą, a ozokerytem w postaci t.zw. "kindybału", spotykanego w Borysławiu. Złoża ozokerytu są znane w Borysławiu /fig.2/, Truskawcu, Dźwiniaczu, Staruni, w Rumunii w Targu Okna, Moineszti i in., na wyspie Czeleken na Morzu Kaspijskim.

Łupki bitumiczne.

Łupkami bitumicznymi nazywamy skały gliniasto-ilast cienko uwarstwione i zawierające mniejszą lub większą domieszkę organiczną natury bitumicznej.

Łupki bituniczne nie zawierają ani ropy, ani gazu

w stanie gotowym, lecz tylko materiał organiczny, t.zw. kerogen, który przy destylacji daje różne produkty naftowe. Łupek bitumiczny zawiera zwykle oprócz nierozpuszczalnego kerogenu pewną ilość węglowodorów rozpuszczalnych w zwykłych rozpuszczalnikach ropy naftowej. Wyciągi te nie są podobne ani do ropy naftowej, ani do produktów destylacji łupku. W krajach pozbawionych złóż naftowych, jak Szkocja, Estonia i in., łupki bitumiczne mają poważne znaczenie, jako dostarczające tak cennych produktów naftowych.

Teorie organicznego pochodzenia bituminów.

Badanie warunków geologicznych, w jakich występują złoża naftowe, pozwoliły już od dawna ustalić, że ropa naftowa i inne bituminy powstały w drodze przemiany materiału organicznego, podobnie, jak to stwierdzamy w stosunku do pochodzenia węgla. Procesy owęglenia i bituminizacji różnią się tylko w znacznej mierze charakterem wyjściowego materiału i warunkami, w jakich odbywała się przemiana tego ostatniego.

Teoria organicznego pochodzenia ropy naftowej została potwierdzona w drodze eksperymentalnej.

Engler przeprowadził destylację rybiego tłuszczu, przy ciśnieniu 10 atm. i w temperaturze, dochodzącej do 400^{0} . Otrzymał on przy tym produkt zbliżony do ropy naftowej.

Zieliński dowiódł, że wyjściowy materiał może być i roślinnego pochodzenia. Dla doświadczeń brał on bałchaszyt, będący odmianą węgla sapropelowego. Przez długi czas

utrzymywała się teoria zwierzęcego pochodzenia ropy naftowej. Była ona wysunięta przez Englera, a geologicznie uzasadniona przez Höfera.

Powszechnie obecnie przyjęta teoria utrzymuje, że w utworzeniu ropy naftowej biorą udział organizmy tak zwierzęcego jak i roślinnego pochodzenia.

Wśród bituminów, spotykanych w przyrodzie, rozróżniamy: 1/. czyste bituminy i 2/. bituminy, z których otrzymać można produkty bitumiczne tylko drogą sztucznej destylacji. Do pierwszej grupy należą gazy ziemne, ropa naftowa, ozokeryt, asfalt, do drugiej - łupki bitumiczne oraz rozmaite węgle bitumiczne od torfu do bogheadu i węgla kennelskiego. Pierwotny materiał, z którego powstały wszystkie bituminy, nazywamy protobituminem. Są to produkty, utworzone ze szczątków organizmów, tak roślinnych jak i zwierzęcych. Według Englera i Höfera należą tu przede wszystkim następujące składowe części tych organizmów: tłuszcze, białka /proteiny/ i woski, spory, substancje korkowe, smoła.

Protobitumin - jest to substancja, która nie uległa jeszcze dalej idącym przeobrażeniom chemicznym. Taką substancję przedstawia sapropel na dnie dzisiejszych jezior, czyli ił, który powstał z przeobrażonych szczątków jeziornej fauny i flory, należącej do najprostszych form.

W protobituminie wyróżniamy dwojakiego rodzaju materiały: 1/. materiały stałe, do których należą cuticula, substancja korkowa, smoła; 2/. niestałe materiały. Do tej grupy zaliczamy pozostałe protobituminy, a przede wszystkim tłuszcze, białka /proteiny/, woski. Trwałe protobituminy pozostają przy krzepnięciu osadów /diageneza/ dłuższy czas bez zmiany i ule-

gają destruktywnej destylacji dopiero pod wpływem sztucznie otrzymywanej wysokiej temperatury. Tego rodzaju protobituminy zawierają węgle bitumiczne, węgle kennelskie oraz część kerogenu łupków bitumicznych.

Co do niestałych protobituminów, to ulegają one w utworach geologicznych dalszym zmianom. Zmiany te, zależnie od warunków geologicznych, mogą być doprowadzone do różnych stopni. Więc najmniej stosunkowo zmienione protobituminy dają główną część kerogenu łupków bitumicznych; więcej zmienione dają rozpuszczalne węglowodory, które znajdują się również w szeregu łupków bitumicznych; wreszcie przy jeszcze dalej idących zmianach pod wpływem wysokiej temperatury w głębi ziemi i przy odpowiednim składzie protobituminów, otrzymuje się ropę naftową i gazy ziemne.

Ropa naftowa powstaje z materiału najbardziej niestałego w masie protobituminów. Takim materiałem są tłuszcze i proteiny. Te substancje są materiałem przeważającym w protoplaźmie najprostszych organizmów świata zwierzęcego, jak foraminifery, lub roślinnego - jak wodorosty, diatomea.

Węgiel, w przeciwieństwie do ropy naftowej, tworzy się, jak już widzieliśmy, z innego rodzaju materiału roślinnego, mianowicie głównie z ligniny i częściowo celulozy. Jednak w wielu wypadkach węgiel może zawierać w różnych ilościach protobituminy. Są to t.zw. węgle bitumiczne. Z węgli tych drogą destylacji, prowadzonej w specjalnych warunkach /przy niskiej temperaturze/, można otrzymać również produkty naftowe.

Materiał wyjściowy, jak się obecnie przyjmuje, jest zbliżony do materiału sapropelowego. Od pewnych różnic w szczegółowym składzie tego materiału i różnic w warunkach,

w jakich przemiana się odbywa, zależy, czy proces pójdzie w kierunku utworzenia węgla typu sapropelowego, czy też ropy naftowej.

Zaznaczamy, że niektórzy badacze /Archangelskij/ przypisują główną rolę w tworzeniu ropy naftowej anaerobowym bakteriom, żyjącym na dnie mórz, gdzie się gromadzi materiał sapropelowy. Analogiczne procesy odbywają się zdaniem tego autora obecnie na dnie Morza Czarnego.

Powstaje zagadnienie, jak mogły się nagromadzić olbrzymie ilości materiału organicznego, potrzebnego dla następnego przetworzenia w ropę i gaz, tworzące tak bogate złoża. Taki nagły rozwój życia organicznego zdarza się często właśnie w stosunku do najprostszych organizmów, stojących na granicy świata roślinnego i zwierzęcego, jak to wspomniane wodorosty, diatomea, foraminifery. Znane są zjawiska, gdy w morzu zjawiają się w bardzo krótkim czasie /kilka dni, nawet godzin/ olbrzymie ilości tych form.

Jako czynniki, które mogą przyspieszyć obumieranie, a następnie nagromadzenie na dnie basenów wodnych tych szczątków organicznych, wskazują badacze zmianę stopnia zasolenia wody, zmianę temperatury, lub wydzielanie się H_2S, słowem powstanie warunków, powodujących masowe wymieranie pewnych form.

Proces przetworzenia się tego materiału organicznego w ropę naftową składa się, jak przypuszczają chemicy, z dwóch faz: 1/. biochemicznej i 2/. dynamochemicznej.

Należy zauważyć, że dawniej wyrażano nieraz wątpliwo co do organicznego pochodzenia ropy naftowej, opierając się

na znanym fakcie, że w pokładach, zawierających ropę naftową, brak jest czasem szczątków tych form organicznych roślinnych czy zwierzęcych, które dały materiał do powstania ropy. W świetle obecnych poglądów przyczyna tego ubóstwa w szczątki organiczne tłumaczy się tym, że jako materiał dla utworzenia ropy naftowej posłużyły najprostsze organizmy, które mogły nie pozostawić żadnych rozpoznawalnych szczątków.

Powinniśmy zatrzymać się nieco na podkreśleniu różnicy tworzenia się z substancji organicznej z jednej strony bituminów i, z drugiej zaś członów serii węglowej.

Ropa naftowa powstaje, jak widzieliśmy, z najmniej stałych protobituminów, utworzonych z najprostszych organizmów świata zwierzęcego i roślinnego, nagromadzonych na ogół w środowisku morskim. Łupki bitumiczne utworzyły się z protobituminów nieco więcej stałych i w środowisku albo morskim, albo też czasem i lądowym /jeziornym/. Najbliższe człony serii węglowej, jak bogheady i kennele,powstały ze stałych protobituminów w środowisku słodkowodnym. Wreszcie zwykłe węgle kamienne i brunatne utworzyły się ze szczątków wyższych roślin, które zawierają dużo celulozy i ligniny - materiału, z którego głównie powstają węgle. Cały ten materiał roślinny jest pochodzenia lądowego.

Teorie nieorganicznego pochodzenia ropy naftowej.

Zwolennicy tej teorii znajdują się przeważnie pośród chemików,w tej liczbie i twórcy tej teorii, znani chemicy: Berthelot, Mendelejew, Moissan.

Mendelejew przyjmował, że woda trafia, oczywiście w postaci pary, do głębi ziemi, gdzie znajdują się karbidy metali, t.j. połączenia metali z C, i tam tworzą się węglowodory serii naftowej według reakcji $2FeC + 3H_2O = Fe_2O_3 + C_2H_6$. Otrzymane węglowodory ulegają dalszym przeobrażeniom, polimeryzacji itd. i dają ropę naftową.

Zwolennicy tej teorii wskazują na wypadki spotykania ropy naftowej w skałach wybuchowych, które wylały się na powierzchnię z głębi ziemi. Okazuje się jednak, że wypadki te mają miejsce zwykle tam, gdzie skały wybuchowe przerywają w czasie swego wylewu utwory bitumiczne, jak to ma miejsce na przykład w Szkocji, gdzie są przecięte łupki bitumiczne.

Wtedy odbywa się pod wpływem wysokiej temperatury destylacja przyległej do skały wybuchowej części łupków. W wyniku tej destylacji powstają pewne ilości substancji ropnej, która może następnie wypełnić pustki w zastygłej skale wybuchowej.

Chemicy wskazują również, jako na potwierdzenie swej teorii, że można drogą nieorganicznych reakcji otrzymać produkt naftowy w laboratorium, lecz produkt ten różni się od prawdziwej ropy naftowej brakiem aktywności optycznej. Szereg faktów świadczy przeciw tej teorii, przede wszystkim to, że w obszarach naftowych za małym wyjątkiem brak jest skał wybuchowych.

Obecnie teorie nieorganicznego pochodzenia ropy naftowej nie znajdują już zwolenników.

Zewnętrzne oznaki złóż naftowych.

Przechodzimy teraz do kwestii złóż naftowych.

Zaczniemy od tych zewnętrznych oznak, które wskazują na istnienie w głębi złóż naftowych.

Pomijam tu te ogólne wskazówki natury geologicznej, o których będziemy mówić osobno i zatrzymam się tylko na bezpośrednich wskazówkach w postaci wystąpień na powierzchni ziemi tych, lub innych węglowodorów.

Przede wszystkim chodzi tu o wycieki ropne.

1/. Skały występujące na powierzchni są nasycone ropą naftową. O ile skały te są porowate /piaski, piaskowce i in./, to nafta nasyca je, zabarwiając je na kolor brunatny. Ropa naftowa przy tym twardnieje i gęstnieje. Można tu wyróżniać cały szereg form przejściowych od skał, z których sączy się ropa, do tak suchych, że nie posiadają one charakterystycznego zapachu naftowego i nie pozostawiają na papierze tłustych plam. Bitumiczność w tym ostatnim wypadku może być stwierdzona tylko przy pomocy reakcji, na przykład z benzyną, przy czym otrzymuje się zabarwiony roztwór. Czasem można stwierdzić bitumiczność drogą nagrzewania, wtedy suche skały miękną, stają się plastycznymi i pachnącymi.

Wycieki naturalne są nieraz tak bogate, że zajmują na powierzchni znaczną przestrzeń na kształt potoków lawy, nasycają one nieraz skały czwartorzędowe i stają się często przedmiotem eksploatacji.

W krajach, gdzie dużą rolę odgrywa działalność wiatru /pustynie i pół-pustynie/, piaski i piaskowce nasycone naftą

są silnie scementowane i nie ulegają zjawiskom erozji w ta-
kim stopniu, jak inne skały. W rezultacie skały naftowe two-
rzą wyniosłości nieraz o dość fantastycznych formach /fig.3/.

Ponieważ wychody niektórych innych skał więcej odpornych na
działanie wiatrów, jak na przykład zbite piaskowce, lub ska-
ły krzemieniste, również wystają ponad otoczenie, złożone
ze skał więcej podatnych, więc w rezultacie mamy na powierz-
chni, nieraz na znacznej przestrzeni, wyraźnie zaznaczony
przebieg pewnych warstw, co ułatwia odcyfrowanie budowy ge-
ologicznej danego obszaru.

Zachodzi przy tym czasem ten wyjątkowy wypadek, że
kartowanie geologiczne może być wykonywane tymi samymi me
todami, co układanie zwykłych map topograficznych.

Intensywność wycieków ropnych zależy w dużym stopniu
od typu ropy naftowej. Wycieki lekkiej parafinowej ropy
prędko się ulatniają i nie zostawiają większych śladów
w postaci twardych substancji.

Ropy asfaltowe cięższe, trudniej się ulatniają i pozo-
stawiają twardą asfaltową masę.

2/. Wycieki ropne ze skał o strukturze ilasto-łupko-
wej noszą inny charakter, wypełniają one drobne szczelinki,
przenikające te skały, często występują wzdłuż płaszczyzn
uławicenia łupków . Tu nafta nie ma możności nasycić skały
i stwardnieć, dlatego też widzimy w takich wypadkach względ-
nie świeżą ropę naftową, sączącą się bezpośrednio z głęb-
szych poziomów.

3/. Do osobnej grupy należą wychody ropy, związane
ze szczelinami uskokowymi. Należą tu, jak już widzieliśmy,
żyły wypełnione woskiem ziemnym, lub asfaltem.

4/. Wreszcie nafta w mniejszej, lub większej ilości trafia na powierzchnię razem z materiałami wyrzuconymi przez t.zw. błotne wulkany. Wulkany te są często spotykane w różnych naftowych okolicach, jak to Apszeron /Baku/, Tamań, Burma i inne. Nie mają one nic wspólnego z prawdziwym wulkanizmem. Widać to już z niskiej temperatury wyrzucanego błota i braku w nim ułamków skał wybuchowych. Wulkany błotne tworzą się wskutek tego, że gazy spotykają w swej drodze ku górze miękkie, ilaste, lub też nasycone wodą skały i wynoszą utworzone błoto ku górze.

5/. Zupełnie osobną kategorię tworzą wycieki ropy naftowej na powierzchnię wód. W szeregu wypadków na powierzchni jezior, na wodzie rzek i strumieni, wreszcie w źródłach wody, lub w zwykłych studniach,obserwujemy tłuste, iryzujące plamy, które są niczym innym, jak ropą naftową, która dzięki swemu nieznacznemu ciężarowi gatunkowemu wypływa na powierzchnię wody. Tego rodzaju wycieki łatwo jest pomylić z tworzącą się na powierzchni wód w błotnych obszarach rdzą żelazną. Rozróżnia się je w ten sposób, że dzielimy patykiem plamy i wtedy - w wypadku ropy naftowej poszczególne fragmenty znów się łączą, zaś przy rdzy żelaznej pozostają one oddzielone i zachowują nieraz ostrą, kanciastą formę kry.

Gazy ziemne wydzielają się na powierzchni zwykle w dwojaki sposób: 1/, bezpośrednio z pokładów i wtedy są dość trudne do odkrycia; raz odkryte są często zapalane; powstają wtedy t.zw. wieczne ognie; 2/. łatwiej obserwować wychody gazów na powierzchni wody, gdzie tworzą one całe wzgórza, jakby kipiącej wody. Znane takie wystąpienie znajdowało się

w zasypanej obecnie zatoce Bibi Ejbatu w Baku.

Marzeniem każdego adepta sportu wodnego było wyjechać łódką na grzbiet takiej wiecznie kipiącej, wzburzonej wody.

Należy na tym miejscu zaznaczyć pewną okoliczność, jako jedną z charakterystycznych cech, odróżniających złoże ropy naftowej i gazu ziemnego od złóż innych minerałów użytecznych. Mianowicie przy minerałach użytecznych o konsystencji stałej /węgiel, rudy, sól itd./, intensywność zewnętrznych oznak, świadczy, do pewnego oczywiście stopnia, o bogactwie złoża. W złożach naftowo-gazowych intensywność tych oznak może świadczyć poniekąd o pierwotnym bogactwie złoża, lecz jednocześnie zmusza do ostrożnego traktowania obecnych rezerw złożowych, gdyż intensywne, nieraz trwające przez całe epoki geologiczne wycieki ropy naftowej i wydzielanie gazu, wpływają oczywiście na zubożenie złóż.

Dlatego też najbogatszymi okazują się najczęściej te złoża, które zostały odkryte nie na mocy oznak zewnętrznych, a na mocy ogólnych przesłanek geologicznych, potwierdzonych nieraz przez wyniki badań geofizycznych.

Skały roponośne i gazonośne.

Złożem naftowym nazywamy serię pokładów, zawierających ropę naftową, wraz z towarzyszącymi: gazem ziemnym i wodą, przy czym seria ta daje się wyodrębnić jako osobna jednostka tektoniczna.

Każdy poszczególny pokład w złożu z ropą, gazem, lub wodą nazywamy poziomem ropnym, gazowym lub wodnym.

Zbiornikiem ropnym lub gazowym nazywamy część pokładu, w której jest nagromadzoną ropa, lub gaz. Zbiornik może zawierać w sobie nie tylko ropę i gaz, lecz i wodę /fig.4/.

Partią ropną, gazową, lub wodną nazywamy część zbiornika, zajętą przez ropę, gaz, lub wodę.

Na rysunku 4. widzimy pokład /poziom/, w którym zbiornik piaszczysty jest przykryty przez nadkład.

Skały, tworzące zbiorniki ropne, lub gazowe, muszą być z natury rzeczy porowate. Wyróżniamy wśród nich dwie grupy: piaszczystą i wapienną.

W piaszczystej odróżniamy piaski i piaskowce. Piaski tworzą złoża naftowe w trzeciorzędzie: na Kaukazie, w Rumunii /w pliocenie/, w Ameryce Południowej i Środkowej i in. Piaskowce słabo scementowane tworzą zbiorniki ropne w utworach kredowych i trzeciorzędowych w Karpatach. Stosunkowo silniej scementowane partie spotykamy wśród piaskowców kliwskich w Rypnem, Bitkowie. Twarde, zbite piaskowce tworzą złoża naftowe w utworach paleozoicznych w Stanach Zjednoczonych.

W piaszczystym pokładzie mogą być partie "puste", t.j. nie zawierające ani ropy, ani gazu, ani wody. Powstają one wskutek lokalnej zmiany charakteru pokładu na nadzwyczaj drobnoziarnisty, zbity, nie zawierający por, w których mogła by skupić się ropa naftowa. To samo może być spowodowane przez zapełnienie por między większymi ziarnami, innymi bardzo drobnymi. Wreszcie może być i trzecia przyczyna, czyli t.zw. cementacja części pokładu, t.j. zapełnienie por przez jakiś utwór chemiczny. Cementacja może polegać na krystalizacji gipsu i innych soli z wody morskiej przy tworzeniu pokładu, albo na osadzeniu osadów chemicznych /żelazistych, wapiennych i in./, przy tworzeniu pokładu, lub później wskutek krążenia wód z roztworami odnośnych substancji. Nieraz osadza się ra-

zem z materiałem okruchowym i materiał ilasty, który tworzy często pewne części pokładu /fig. 5/.

Te zmiany w składzie pokładu są nieraz przyczyną niepowodzeń przy głębieniu szybów i są zwykle trudne do przewidzenia.

Wapienie są zbiornikami naftowymi w szeregu złóż naftowych w formacji sylurskiej w Stanach Zjednoczonych, w złożach naftowych w Meksyku /w utworach kredowych /, wreszcie w Persji, Mezopotamii /w trzeciorzędzie/.

Tu charakter zbiorników naftowych zależy mniej od warunków sedymentacji, które są więcej stałe, niż przy tworzeniu się skał piaszczystych, natomiast jest więcej zależny od przyczyn, powodujących późniejsze zmiany.

Pierwotna porowatość w utworach wapiennych ma miejsce w kredzie, oolitowych wapieniach, pierwotnych wapieniach i dolomitach, wapieniach koralowych.

Wtórną porowatość wykazują wapienie zwietrzałe i wskutek tego posiadające wymycia i pustki.

Podobną porowatość wykazują również wapienie szczelinowate, przy czym szczeliny są najczęściej pochodzenia tektonicznego.

Skały ilaste i łupkowe nie mogą być oczywiście odpowiednimi zbiornikami dla ropy naftowej. Są czasem w nich spotykane wycieki ropne ze szczelin, lub w płaszczyznach uławicenia, przy czym pochodzą one zwykle ze skał sąsiednich.

Porowatość skał roponośnych, ich nasycenie i wydajność.

Porowatość skał jest bardzo ważnym czynnikiem przy ocenie pól naftowych.

Porowatość jest to stosunek objętości wszystkich por w skale do objętości całej skały. Można ją określić, ważąc suchą próbkę skały, a następnie tę samą próbkę nasyconą wodą. Różnica obu wag da nam wagę wody, wypełniającej pory w skale. Możemy więc określić w ten sposób objętość por, zaś znając ciężar właściwy skały, określamy objętość próbki. Stosunek tych dwóch cyfr da nam porowatość skały. Należy tylko zwrócić uwagę, że nie zawsze otrzymana cyfra będzie odpowiadać porowatości skały w głębi ziemi, gdzie skała znajduje się pod silnym nieraz ciśnieniem. Porowatość skał zależy od formy ziaren i ich równomierności. Przy ziarnach sferycznybh, jednakowej wielkości i ułożonych w układzie sześciennym jest ona największa /fig.6/.

W tym wypadku porowatość nie zależy od wielkości ziaren i będzie:

$$nd^3 - \frac{nd^3\pi}{6} = nd^3 \cdot 0,47 \;;$$

gdzie n - ilość ziaren, a d - ich średnica, przy czym n będzie w odwrotnym stosunku do d^3. Przy innym układzie takich samych ziaren, jak to widzimy na fig. 7. porowatość będzie już mniejsza.

Już widzieliśmy, że porowatość w dużej mierze zależy od dodatkowych czynników. Jest to przyczyną niejednakowej porowatości nawet jednej i tej samej warstwy roponośnej.

Tak porowatość t.zw. piaskowca borysławskiego waha się w granicach 5,3 - 15,8%. Porowatość t.zw. piaskowca ciężkowickiego, będącego jedną z głównych skał roponośnych obszaru jasielskiego, wynosi 23 - 25%. Porowatość piaskowców w obszarach naftonośnych Stanów Zjednoczonych waha się w granicach 7 - 39%; piasków 14 - 41%. Porowatość wapieni waha się zwykle w granicach 0,5 - 13,3%, lecz czę-

sto, jak już wspominaliśmy, szczelinowatość wapieni wytwarza porowatość znacznie większą. Nasyceniem skały nazywamy stopień wypełnienia przez naftę tych por, które znajdują się w danej skale. Nasycenie wynosi zwykle 60 - 75% porowatości.

Wydajnością zbiornika nazywamy zdolność zbiornika do oddawania ropy, gdyż nawet przy większych porach wzajemne przyciąganie cząsteczek ropy i cząsteczek skały powoduje, że część ropy pozostaje przy eksploatacji i nie może być ze skały wydobyta. Wydajność stanowi najczęściej 50 - 75% nasycenia, a w pewnych wypadkach spada do 10%. Wydajność dużo zależy od charakteru ropy. Dla rop ciężkich, lepkich, jest ona znacznie niższa. Wielki wpływ na wydajność ropy wywiera wielkość ziarn. Przy drobnych ziarnach sumaryczna powierzchnia ziaren w jednostce objętościowej skały jest większa, niż przy dużych ziarnach. Odpowiednio zwiększa się siła przyciągania cząsteczek ropy przez te ziarna, a więc tym mniejsza jest wydajność skały.

Pory są dzielone pod względem ich wielkości na 3 grupy:
a/. Pory nadkapilarne o średnicach ponad 0,5 mm. Woda, ropa naftowa i inne płyny poruszają się w takich porach, ulegając sile ciężkości i podlegając prawom hydrostatyki.
b/. Pory kapilarne o wymiarach 0,5 - 0,0002 mm. W tego rodzaju utworach ruch cieczy już nie ulega prawom hydrostatyki, natomiast działają tu specjalne siły, wśród których odgrywa główną rolę t.zw. powierzchniowe napięcie płynu, wywołane przez wzajemne przyciąganie cząsteczek tego ostatniego. Pod tym wpływem płyn może się poruszać w kapilarach wbrew sile ciężkości we wszystkich kierunkach. W warunkach kapilarnych okazuje większy wpływ na ruch płynu w skale wzajemne

przyciąganie cząsteczek płynu i cząsteczek skały.

c/. Pory subkapilarne mają wymiary poniżej 0,0002, a czasem i 0,0001 mm. Płyny tego rodzaju drobnych pustkach krążyć nie są w stanie, gdyż siły oporu wywołane głównie przez wzajemne przyciąganie cząsteczek płynu i skały są zbyt duże. Przy drobnych ziarnach, a więc i przy drobnych porach, zbiorowa powierzchnia ziaren jest znacznie większa w stosunku do objętości skały, niż w wypadkach grubych ziaren i dużych por, co wpływa na wspomniane zwiększenie oporu.

Woda posiada powierzchniowe napięcie 3 razy większe, niż ropa naftowa. Przeto, jeżeli w tym samym pokładzie znajduje się i ropa naftowa i woda, to ta ostatnia zajmie część pokładu o drobniejszych porach, zaś ropa naftowa skoncentruje się w więcej grubo-porowatej części pokładu.

Rzadko tylko bywa tak, że ropa naftowa wypełnia wszystkie pory, czyli innymi słowy wyzyskuje w całości porowatość skały, zwykle ropa nasyca tylko część por, zwykle pory o większych wymiarach. Przy drobnych porach, jeśli nawet ropa i trafi do nich, to nie może być z nich wydobyta. Nieraz w granicach tej samej partii ropnej, różne jej części posiadają różne nasycenie. Stopień nasycenia przyjmuje się najczęściej w wysokości 60 - 75%.

Ropa naftowa gromadzi się więc w skałach o większych wymiarach por. Lecz nawet i w skałach tego rodzaju nie cała ropa naftowa może stać się objektem eksploatacji. Stoi tu na przeszkodzie wzajemne przyciąganie między cząsteczkami ropy, a cząsteczkami skały. To przyciąganie będzie większe przy drobnych ziarnach, gdzie zbiorowa powierzchnia tych ostatnich będzie znaczniejsza. Te siły przyciągania będą szczególnie

silne w tych częściach por, które znajdują się w zakątkach między zbliżonymi do siebie ziarnami. Stopień przyczepności tego rodzaju zależy w dużej mierze od charakteru ropy naftowej.

Zjawisko to powoduje, że tylko część ropy znajdującej się w złożu może być wydobyta.

Stosunek między ropą, która może być wydobyta ze złoża, a całą ropą, znajdującą się w nim, nazywają współczynnikiem wydobycia /wydajności/ złoża. Wynosi on przeważnie 60 - 75%, lecz czasem spada do 10%.

Współczynnik wydajności dużo zależy od gęstości szybów. To zagęszczenie jest oczywiście ograniczone względami ekonomicznymi. Przy niskim współczynniku wydajności jest wskazanym po zakończeniu eksploatacji złoża zwykłą metodą, przy pomocy otworów wiertniczych, zastosować podziemną odbudowę, która odsłania na znacznej przestrzeni skały roponośne, a przeto zwiększa w znacznej mierze współczynnik wydajności.

Ku górze porowaty zbiornik jest ograniczony skałą o charakterze nieprzepuszczalnym, najczęściej o składzie ilastym. Rozróżniamy przy tym nadkład ilasty, tworzący strop pokładu roponośnego w serii naftonośnej i nadkład przykrywający w zgodnym, lub niezgodnym ułożeniu całą serię roponośną.

Wpływ tego nadkładu jest bardzo duży, izoluje on zbiornik i nie pozwala ropie naftowej, zawierającej zwykle gazy, podnosić się ku górze, w stronę powierzchni. Chroni on również ropę od utleniania pod wpływem powietrza. Jednocześnie wod... nieprzenikliwy nadkład izoluje pokład od znajdujących si... często powyżej poziomów wodonośnych. Odgrywa więc na ogół nadkład jakby rolę korka, chroniącego złoże /fig.8/.

Od czego zależy ograniczenie zbiorników naftowych.

Granice w kierunku biegu i upadu zbiornika są zależne od następujących czynników:

1/. Zmiany porowatości pokładu /przy czym ten ostatni, jak już widzieliśmy, może utracić zdolność do pochłaniania płynów, a nieraz i gazów/ /fig.5/.

2/. Soczewkowaty charakter zbiorników, np. piaszczysty zbiornik tworzy soczewkę w ilastych utworach, jak to widzimy na fig. 9.

3/. Zjawiska uskokowe przerywają ciągłość zbiornika i stanowią naturalną granicę. Zrzucona, lub wydźwignięta część pokładu będzie w takim wypadku tworzyć odrębny zbiornik /fig.10/.

4/. Przerwanie skał roponośnych przez skałę wybuchową.

5/. Zaparafinowanie, lub zaasfaltowanie pokładu roponośnego, które częściej ma miejsce w pobliżu wychodu, również stanowi granicę zbiornika.

Wodne poziomy w złożach roponośnych.

Należy rozróżniać następujące rodzaje wód:

1/. Woda w samym zbiorniku ropnym /fig.11/.

2/. Woda w osobnych pokładach, lub między pokładami naftowymi.

Jak zobaczymy poniżej, woda w pokładzie naftowym może mieć czasem wpływ dodatni, sprzyjając koncentracji ropy naftowej. Występowanie osobnych pokładów wodonośnych jest zawsze czynnikiem ujemnym. Przedostając się do pokładu, daje ona emulsję ropną, zwiększa koszty eksploatacji, zatapia przylegające

do szybów części pola i wyciska ropę poza strefę wpływu szybu /fig. 12/.

Wśród wód gruntowych wyróżniamy:

a/. t.zw. wody szutrowe, które infiltrują z powierzchni ziemi do pierwszej warstwy nieprzepuszczalnej i nasycają leżące nad tą warstwą skały porowate i

b/. wody artezyjskie, które wypełniają warstwę wodoprzepuszczalną, znajdującą się między dwiema warstwami nieprzepuszczalnymi. W stanie spokoju takie wody ulegają prawom hydrostatyki, zaś w ruchu, spowodowanym przez odpływ naturalny w źródłach, lub sztuczny w postaci studzien, woda artezyjska podlega prawom hydrodynamiki. Wodę, znajdującą się w samym pokładzie ropnym, nazywamy wodą pokładowo-złożową, czy też ograniczającą /"edge water"/.

Znajduje się ona zwykle, albo w spągowej części pokładu /przy poziomym ułożeniu warstw/, albo w kierunku upadu.

Wśród wód, tworzących osobne pokłady, wyróżniamy wody górne, dolne, lub też środkowe, leżące między pokładami roponośnymi.

Woda okalająca w miarę eksploatacji ropy naftowej i gazu i spowodowanego tym zmniejszenia się ciśnienia w złożu, posuwa się ku górze i zatapia pokład roponośny. To posuwanie się nie jest równomierne. Tak przy budowie antyklinalnej woda posuwa się w skrzydle stromym prędzej, niż w poziomym. Poza tym woda idzie zwykle po liniach najmniejszego oporu i wykorzystuje wszelkie zmiany w charakterze litologicznym pokładu, linie uskoków itd. /fig. 13. i 14/.

Bywa czasem tak, że szyby, które były założone wcześniej i weszły w część pokładu, leżącą niżej po upadzie spot-

kały ropę, zaś późniejsze szyby, które przebiły wyższą część pokładu zastały już ją zatopioną przez wodę pokładową, która w międzyczasie tam dotarła. Wskutek różnych przyczyn powstają izolowane części pokładu, zawierające ropę i otoczone zewsząd przez wodę wypełniającą pokład.

Przy ochronie złóż od zawodnienia odgrywa rolę dużą stwierdzenie, jaka woda znajduje się w danym pokładzie, czy jest to woda pokładowa, czy też trafiła ona wskutek niedostatecznego zamknięcia z jakiegoś wyżej leżącego wodonośnego pokładu, a w takim razie z którego.

Dlatego wszystkie spotykane wody muszą być systematycznie badane. Badania te są zwykle prowadzone w trzech zasadniczych kierunkach.

1/. Mierzy się ciśnienie, czyli wysokość słupa wody w szybie po nawierceniu danego pokładu wodonośnego.

2/. Bada się chemicznie jakość wody.

3/. Bada się skład wodonośnego pokładu pod względem jego składu petrograficznego i struktury.

Systematyczne badanie powyższego typu, wykonane na materiale, dostarczonym przez dużą ilość szybów, pozwala na ustalenie w danym polu naftowym, lub też w jego częściach pewnych charakterystycznych poziomów wodonośnych.

Aby prace te osiągły swój cel, należy stosować specjalną metodę brania próbek wody. Szereg wskazówek tego rodzaju znajduje się w podręczniku naftowym prof. K. Bohdanowicza.

Zmierzenie wysokośsi słupów wodnych w grupie szybów może wskazać źródło zatopienia części pola, przy czym zatopienie będzie związane z szybem, wykazującym największe ciśnienie.

Na specjalną uwagę zasługują pomiary w szybach, gdzie

otrzymuje się ropę wspólnie z wodą. Nagły wzrost słupa płynu w szybie w czasie eksploatacji może być nieraz spowodowany przerywem wody górnej, albo otwarciem dostępu dla wody okalającej. Należy w takich wypadkach oczywiście zwrócić przede wszystkim uwagę na ilościowe stosunki między ropą a wodą.

Zdania co do pochodzenia wody w polach naftowych są podzielone. Przeważa obecnie zdanie, że mamy tu do czynienia z wodą morską, która pozostała od czasu sedymentacji i krzepnięcia pokładu /diagenezy/. Nazywają taką wodę kopalną - - wodą morską. Woda taka nie będzie ulegać wpływom wód atmosferycznych, aż do czasu, gdy wskutek sfałdowania dany pokład wodonośny nie uzyska połączenia z powierzchnią. Wtedy rozpoczyna się krążenie wody meteorycznej, która może w mniejszym, lub większym stopniu wyługować ową wodę kopalną. Woda o składzie bliższym do pierwotnego może się zachować, albo w głębszych pokładach, albo też w zamkniętych soczewkach.

Co do cech chemicznych wód, krążących w seriach roponośnych, to w wielu obszarach naftowych stwierdzono, że skład chemiczny wody w danym poziomie jest stałym i nie zmienia się z biegiem eksploatacji. Zmiana daje się zauważyć tylko wtedy, gdy się przerwie woda z któregoś z wyższych pokładów.

Ze składników alkalicznych, wody złóż ropnych spotykamy najczęściej Na, K, przy czym większe ilości ich zawierają poziomy głębsze, które mniej uległy wpływowi wód atmosferycznych.

Z ziem alkalicznych są spotykane zwykle Ca i Mg.

Siarczany występują zwykle w wodach bliżej powierzchni;

z głębokością ilość ich spada.

Brak siarczanów w wodach, towarzyszących ropie naftowej, tłumaczą redukcją siarczanów przez węglowodory.

Opierając się na tym ostatnim fakcie, stosują czasem przy poszukiwaniach złóż naftowych dające się łatwo wykonać przy użyciu $Ba\ Cl_2$ badania wód w źródłach na zawartość w nich siarczanów. Chlorowce są stałym składnikiem wód złóż naftowych. Zwiększenie ich zawartości w głębszych poziomach tłumaczy się obecnością tam wody kopalnej.

Większa ich czasem zawartość w wyższych poziomach może być wytłumaczoną wyługowaniem soli z utworów solonośnych /u nas w Karpatach/. Węglany znajdują się w wodach w postaci dwuwęglanów, jako łatwiej rozpuszczalnych. Zasługuje na uwagę obecność w niektórych solankach jodu i bromu.

Te składniki zostały stwierdzone w wodach Baku, Rumunii, zaś w Karpatach w Iwoniczu, Bóbrce, Pasiecznej.

Zwykłym towarzyszem wód naftowych jest siarkowodór, szczególnie w górnych poziomach, leżących nad złożem. Może to być rezultatem redukcji siarczanów i pirytu przez węglowodory. Stwierdzono, że zawartość H_2S wzrasta w miarę spadku ilości siarczanów.

Przypuszczenie o pochodzeniu solanek złóż naftowych z pierwotnych wód morskich opiera się oprócz ich składu chemicznego na tym fakcie, że, jak już wspominałem niejednokrotnie powyżej, materiał organiczny, który dał ropę naftową, gromadził się w basenach słonej-morskiej wody /w deltach, lagunach/. Świadczy również nieraz o tym i obecność w s[illegible] roponośnej warstewek i wtrąceń soli kamiennej i gipsu.

Na odmiennym stanowisku stoi badacz złóż rumuńskich Krejci Graf, który w wodach złożowych widzi nie morską wodę, a wodę powstałą jednocześnie z procesów bituminizacji materiału organicznego. Materiał ten zawiera duże ilości wody, która wydziela się i koncentruje w sobie: związki chlorowe, jod i brom.

Przeciw temu twierdzeniu przemawia brak solanek w sąsiedztwie innych utworów bitumicznych, jak łupki bitumiczne, bogheady i inne.

Ciśnienie w zbiorniku ropnym.

Ciśnienie w zbiorniku, nie znajdującym się w eksploatacji, zależy od ilości gazu w zbiorniku, od głębokości zbiornika pod powierzchnią ziemi i od charakteru litologicznego skał.

Ciśnienie, zależne od głębokości, czyli innymi słowy wywołane przez ciężar nadkładu, nazywają ciśnieniem skalnym.

Wpływ tego ciśnienia poza głębokością zależy od charakteru skały. Skały zespolone, jak piaskowce, wapienie, mogą nieraz nie ulec deformacji, a wtedy ciśnienie nie przenosi się na zawarte w nich: ropę, gaz i wodę. W skałach nie zespolonych, piaskach, lub chociaż i zespolonych, lecz podatnych na ciśnienie, jak łupki, ciśnienie przenosi się na zawarte w nich substancje i w momencie dowiercenia wypycha je w kierunku otworu, jako w kierunku najmniejszego oporu.

Drugim źródłem ciśnienia mogą być gazy, rozpuszczone w ropie naftowej oraz nierozpuszczony nadmiar ich, tworzący t.zw. czapę gazową nad ropą; jest to tak zwane ciśnienie gazowe. Gaz zawarty w ropie jest główną energią, poruszającą

ropę przy eksploatacji. Energię tę określa się jako iloczyn ciśnienia i objętości gazu. Ilość gazu, która może być rozpuszczona w ropie, jest proporcjonalna do ciśnienia. Zwiększenie więc ciśnienia dwukrotne zwiększy energię .cztery razy; oczywiście, o ile jest dostateczna ilość gazu, która może nasycić daną ilość ropy naftowej. Ciśnienie gazowe w zamkniętej przestrzeni działa we wszystkich kierunkach - są to warunki statyczne.

Przy dowierceniu do zbiornika i rozpoczęciu eksploatacji, rozpoczyna się wpływ warunków dynamicznych i wtedy ciśnienie gazowe wypiera ropę ze zbiornika do otworu wiertniczego.

Miarą tego ciśnienia przy samym otworze jest słup płynu /ropa i woda/ w rurach otworu wiertniczego. Ciśnienie w samym złożu musi być nieco wyższe, gdyż ma ono do przezwyciężenia opór tarcia w pokładzie. Gaz dąży do szybu, jako do miejsca o najniższym ciśnieniu i wypycha zarazem i ropę naftową, później jednak gaz wytwarza sobie nieraz bezpośrednie połączenie z szybem i zaczyna wydzielać się w ilościach nie odpowiadających produkcji ropy naftowej. W celu utrzymania produkcji na pewnym poziomie, stosuje się sztuczne podtrzymywanie gazowego ciśnienia w szybie. Otrzymuje się to przez zwiększenie oporu drogą zmniejszenia średnicy rur eksploatacyjnych, następnie przez podtrzymanie większego słupa płynu w szybie i in. W ciągu całego okresu eksploatacyjnego szybu należy dążyć do utrzymania odpowiedniego stosunku pomiędzy wgłębnem ciśnieniem, a przeciwciśnieniem; pozwala to na otrzymanie największej ilości ropy naftowej przy najmniejszym

ci m^3 gazu na każde 1000 kg /tonę/wyprodukowanej ropy. Nazywa się on wykładnikiem gazowym.

Przypomnę, że gdy mówimy obecnie cały czas o zwiększeniu wydajności ropy naftowej, to jest to właściwie mowa o wspomnianej powyżej wydajności zbiornika, czyli zdolności jego do oddawania nagromadzonej w nim ropy. Ciśnienie gazowe jest właśnie jednym z czynników, zwiększających tę wydajność.

Kiedy spadek ciśnienia w złożu przekracza pewne minimum, ustaje ruch ropy ze strony zbiornika ku szybowi, czyli innymi słowy zanika wydajność złoża w stosunku do danego szybu. Wtedy stosuje się metodę sztucznego wzmożenia wydajności drogą sztucznego zwiększenia ciśnienia przez wtłaczanie do roponośnego pokładu gazu.

Należy nam z kolei zatrzymać się jeszcze na jednym czynniku, wpływającym na ciśnienie w złożu, mianowicie na wpływie ciśnienia ze strony wody artezyjskiej.

Ma to miejsce szczególnie w takim wypadku, gdy pokład, zawierający ropę naftową wraz z wodą jest w połączeniu z powierzchnią ziemi, lub w ogóle leży częściowo ponad poziomem danego złoża. Wówczas zawarta w pokładzie woda pokładowa /edge water/ ulega ciśnieniu artezyjskiemu i wywiera podobne ciśnienie na leżącą nad nim ropę naftową. Wówczas można mówić, że i dopływy ropy do szybów naftowych ulegają prawom hydrostatyki.

Woda typu artezyjskiego zalewa zbiornik naftowy w miarę jego wyeksploatowywania i zmniejsza jego objętość, wskutek tego zwiększa się ciśnienie gazowe, co wpływa dodatnio na wydajność szybów. Z tego więc punktu widzenia obecność w pokładzie wody tego typu jest czynnikiem dodatnim. Z drugiej strony jednak szyby naftowe, znajdujące się w pobliżu granicy z wodą

pokładową są stale zagrożone przez zatopienie, poczynają eksploatować ropę wraz z wodą i wreszcie są skazane na przedwczesne wyjście z rzędu szybów produkcyjnych.

Do liczby złóż, znajdujących się pod wybitnym wpływem wód artezyjskich, należy zaliczyć złoża Groźnego, Baku /Bibi-Eibat/, oraz niektóre ze złóż Persji i Mezopotamii. Do tej kategorii można zaliczyć częściowo złoże Borysławia.

Bardzo poglądowy obraz przyczyn, które powodują powstanie wód pokładowych o ciśnieniu artezyjskim daje nam Bibi-Eibat /fig. 15/, gdzie warstwy t.zw. serii produktywnej tworzą siodło, w którym granica między serią produktywną, a wyżej leżącymi utworami akczagilskimi leży w osiowej części siodła, prawie na poziomie Morza Kaspijskiego. W sąsiedztwie zaś, bo w odległości 4,5 km w linii powietrznej cały przekrój serii produktywnej, a więc i wszystkie poziomy będące produktywnymi w Bibi-Eibacie, odsłaniają się na powierzchni w grzbiecie Ataszkia na wysokości 300 - 350 m nad poziomem Morza Kaspijskiego.

Ciekawe dane, co do wpływu ciśnienia artezyjskiego wód pokładowych na ciśnienie gazowe i na eksploatację złoża Borysławskiego daje praca O. Wyszyńskiego.

Według autora tego szczególnie jaskrawo obrazuje się wpływ ciśnienia wody pokładowej w otworze. Na załączonym wykresie widzimy dwie krzywe. Jedna podaje ilość otrzymywanej ropy naftowej, druga - ilość otrzymywanej wspólnie z ropą naftową wody pokładowej. Nagłe podniesienie tej drugiej krzywej i przecięcie jej z pierwszą sygnalizuje nam definitywne zatopienie otworu /fig. 16/.

Bezpośrednio przed tym definitywnym zawodnieniem krzywa produkcji robi nagły skok ku górze. W piaskowcu Borysławskim wpływ ten jest łagodniejszy, lecz i tam na całym szeregu wykresów widzimy, jak pod wpływem ciśnienia wodnego krzywa produkcji szybów, znajdujących się na peryferii złoża podnosi się ponad teoretyczną krzywą, wykreśloną na mocy danych z szybów, eksploatujących piaskowiec borysławski dalej od granicy z wodą pokładową.

Powstanie złóż naftowych.

Gdy mówimy o złożach twardych /stałych/ minerałów użytecznych, to nie odróżniamy zwykle zjawiska utworzenia samego minerału i utworzenia złoża tego minerału. Złoże to obejmuje geometrycznie tę samą przestrzeń, gdzie się utworzył minerał.

Oczywiście, stawiając tę ogólną tezę, należy zrobić odrazu zastrzeżenia. Po pierwsze, jeśli znane obecnie złoże takiego minerału znajduje się na miejscu utworzenia tego minerału, to nie znaczy to odwrotnie, że każde raz utworzone złoże musi się koniecznie zachować aż do czasów obecnych. Znamy cały szereg wypadków, gdy złoże po jego utworzeniu zostało wskutek tych czy innych procesów geologicznych zniszczone, lub też przeniesione w postaci złóż rudnych typu napływowego. Po drugie, i to jest ważne, nie możemy nigdy twierdzić, że dany minerał po jego utworzeniu zachował się zawsze w tej samej formie. Przeważnie ulegają minerały szeregowi zmian: węgle zmieniają swój typ, rudy przechodzą również z jednej formy w drugą itd.

Lecz zawsze jednak ten minerał w swej ostatecznej formie znajduje się tam, gdzie się utworzył /Wyjątek - złoża napływowe/.

Inaczej zupełnie przedstawia się sprawa z ropą naftową i gazem ziemnym. Minerały te, ze względu na samą swą konsystencję, są ruchliwe i pod wpływem różnych przyczyn mogą się przesuwać na większą lub mniejszą odległość od miejsc swego pierwotnego utworzenia, czyli miejsc, gdzie był w swoim czasie nagromadzony materiał organiczny /protobituminy/.

Co do tego, że ropa naftowa i gaz ulegają przesunięciu po ich utworzeniu nie ma dziś wątpliwości. Istnieje tylko zasadnicza rożnica zdań, co do stopnia tego przesunięcia i jego znaczenia dla nagromadzenia złóż naftowych. Należy tu rozróżnić trzy zasadnicze typy tego ruchu płynnych i gazowych bituminów.

1/. Przesunięcia w samym pokładzie, w którym ropa naftowa lub gaz się utworzyły.

2/. Przesunięcia wewnątrz pewnej serii skał bitumicznych, gdzie bituminy nasyciły pewne skały, początkowo płonne i trafiły do nich z sąsiednich skał pierwotnie bitumicznych.

3/. Przesunięcia od jednej serii warstw do drugiej.

Jak widać z powyższego, trudno jest w złożach ropy i gazu przeprowadzić stosowany szeroko w innych grupach minerałów użytecznych podział na złoża pierwotne i wtórne.

Można tylko mówić, czy ropa lub gaz znajduje się obecnie w tej samej serii pokładów, w której się utworzyła, czy też w innej, która może pierwotnie nie była wcale bitumiczną. W tym ostatnim wypadku skały, w których ropa nafto-

wa pierwotnie powstała,-nazywają macierzystymi w stosunku do utworzonych następnie złóż naftowych. Często się używa terminu migracja ropy, lub gazu. Należy przy tym rozróżnić: migrację wewnętrzną i zewnętrzną, pod którą należy rozumieć przesunięcia z jednej serii utworów do drugiej. Ten drugi typ migracji prowadzi do utworzenia złóż, które najbliżej pasują do określenia ich jako złóż wtórnych.

Spory między zwolennikami pierwotnego pochodzenia złóż naftowych, a stronnikami teorii migracyjnych należały, a częściowo i należą jeszcze obecnie do najwięcej zażartych między geologami.

Tak jaskrawy podział na zwolenników obu tych kierunków był spowodowany głównie dwoma przyczynami.

1/. Autorzy mieli przeważnie do obserwacji ograniczony kompleks złóż w pewnym obszarze naftowym i na tym materiale starali się budować ogólne teorie.

2/. W samych dążeniach do stworzenia takich uniwersalnych teorii posuwali się oni zbyt daleko,

Ostatnio daje się zauważyć pewne zbliżenie pomiędzy obu kierunkami. Po pierwsze spotykamy się coraz częściej z opinią, że wśród złóż naftowych mamy i złoża pierwotne i wtórne.

Następnie zwolennicy teorii pierwotnego pochodzenia złóż nie twierdzą już tak ortodoksalnie, jak dawniej, że ropa naftowa nie uległa wcale przemieszczeniu i złoża jej znajdują się w tych pokładach i nawet częściach pokładów, w których sama ropa naftowa powstała. Skłaniają się oni raczej ku uznaniu przesunięcia ropy wewnątrz pokładu roponośnego, czy też wewnątrz pewnej jednowiekowej serii geologicznej. Jest to ta wewnętrzna migracja, o której przed chwilą mówi-

liśmy.

Rozchodziłoby się w takim razie główniew skalę migracji.

Pierwszym czynnikiem, który mógłby powodować te zjawiska, jest ciśnienie wywarte przez ciężar nadkładu. Pod wpływem tego ciężaru skały, zawierające płyny redukują swą objętość. Przy tym iły ze względu na swą plastyczność ulegają tej redukcji w silniejszym tego słowa znaczeniu, niż piaski. Ponieważ zaś w pierwotnym ilastym materiale mogą się zawierać dość duże ilości płynu, więc przyczyną jest wzrost temperatury w skałach, również pod wpływem narastania nadkładu. Ponieważ przy tym stopień rozszerzania skał, płynów i gazów jest niejednakowy, więc w rezultacie następuje wypychanie płynów i gazów ku górze. Trzeci czynnik to ciśnienie gazu, zawartego w ropie. Czwarty - to zmniejszenie objętości wolnej przestrzeni w skałach pod wpływem cementacji przy zestalaniu skał.

Piąta przyczyna ruchu ropy naftowej - to omawiane już powyżej ciśnienie wody artezyjskiej.

Wszystkie wymienione siły są jeszcze niedostateczne, aby spowodować oddzielenie z jednej strony ropy naftowej i gazu, z drugiej zaś wody. Jest to niezbędne dla powstania prawdziwego złoża naftowego. Tu odgrywają rolę następujące czynniki:

1/. Włoskowatość i napięcie powierzchniowe. Pory w skałach dzielimy, jak już mówiliśmy, na 3 kategorie: a/. zwykłe pory, b/. kapilarne, c/. subkapilarne o jeszcze mniejszych wymiarach. Otóż w porach nadkapilarnych ropa naftowa i woda ulegają prawom hydrostatyki i hydrodynamiki; zaś w porach kapilarnych płyny ulegają prawu włoskowatości, polegającemu

na tym, że płyny w tego rodzaju drobnych utworach ulegają prawu wzajemnego przyciągania cząsteczek i mogą się posuwać wbrew sile ciężkości. To wzajemne przyciąganie cząsteczek płynu wyraża się t.zw. napięciem powierzchniowym. Powierzchniowe napięcie jest niejednakowe dla wody i ropy. Jest ono następnie uzależnione od temperatury i ciśnienia. W skałach o porowatości włoskowatej, czyli o porach niezmiernie małych ruch płynu jest proporcjonalny do stopnia powierzchniowego napięcia. Ponieważ woda ma powierzchniowe napięcie trzy razy większe od ropy, więc w skałach tego typu, w iłach, wypełnionych mieszaniną ropy i wody, ta ostatnia będzie wypierać ropę. Można więc przypuścić, że o ile znajdują się obok /w uławiceniu/ pokład piasku z wodą i iłu, nasyconego ropą, to rozpocznie się ruch ropy od iłu do piasku, a wody odwrotnie, od piasku do iłu.

Lepkość ropy naftowej przy zwykłej temperaturze jest wyższa, niż u wody, co utrudnia ruch ropy w porach kapilarnych i powstrzymuje rozdzielenie ropy i wody, w emulsjach. Przy podniesieniu temperatury lepkość ropy zmniejsza się, szczególnie w ropach parafinowych i staje się równą lepkości wody, co wpływa więc dodatnio na ruch płynów i ich segregację w serii ropnej.

2/. Drugą możliwą przyczyną segregacji ropy, wody i gazu jest różny ciężar właściwy tych elementów. Doświadczenia wykazały, że ropa naftowa i woda, znajdując się w drobno sproszkowanym środowisku, jak łupek bitumiczny, nie rozdzielają się według swego ciężaru gatunkowego, gdyż znajdują się tam pod wpływem siły włoskowatości. Rozdzielenie następuje tylko w środowisku, w którym siła włoskowatości nie działa.

/Skały o zwykłej niewłoskowatej porowatości/.

Inaczej rzecz się przedstawia w skałach o zwykłej porowatości. Tu następuje rozdzielenie ropy naftowej, wody i gazu.

Co do gazu, to jest on zwykle w ropie rozpuszczony i stanowi z nią jedną ciecz. Zdolność ropy do rozpuszczania gazu ma jednak swe granice nawet przy wysokim ciśnieniu, po czym on tworzy samodzielne skupienia, wtedy zaznacza się w skałach porowatych rozdzielenie wody, ropy i gazu według ich ciężarów gatunkowych. Daje się to szczególnie obserwować w warstwach pochylonych /fig.4/. Wszystkie dotychczas wymienione procesy są uznawane w zasadzie i przez zwolenników migracji ropy i przez ich przeciwników, twierdzących, że złoża ropy naftowej znajdują się w tych samych pokładach, gdzie ropa się utworzyła. Różnice między zwolennikami obu tych teorii powstają na tle przyznawania tym, czy innym czynnikom dominującej roli i na pewnej skali zjawisk, będących wynikiem tych czynników.

Zasadnicze teorie utworzenia złóż naftowych dają się podzielić na następujące trzy grupy, właśnie według tej skali, którą przypisują autorzy ruchowi ropy naftowej wraz z gazami od tych warstw, w których ona powstała do miejsc, w których się ona obecnie znajduje.

Teoria wtórnego pochodzenia złóż naftowych, czyli teoria migracyjna.

Według teorii tej mamy w każdym obszarze naftonośnym jedną, lub kilka serii warstw bitumicznych pierwotnie, t.j. w okresie osadzania /sedymentacji/ tych skał. Za takie skały

przyjmuje się najczęściej bitumiczne łupki, lub bitumiczne wapienie. W późniejszych epokach geologicznych pod wpływem ciśnienia mas nadległych, wysokiej temperatury i ciśnienia wywołanego przez procesy tektoniczne /sfałdowania/, stałe bituminy, zawarte w łupkach, lub wapieniach, przechodzą w ropę naftową i gaz, które dążą ku górze i, spotykając po drodze serie skał porowatych, nasycają je.

Przy dalszych sfałdowaniach utworów następuje rozdzielenie gazu, ropy naftowej i wody /znajdującej się zwykle w skałach porowatych /i tworzą się w ten sposób złoża naftowe /fig. 17./

Teoria ta wywołuje szereg wątpliwości:

1/. Jak już wspomnieliśmy, gdy była mowa o powstaniu bituminów, te temperatury, które mogły mieć miejsce w odnośnych seriach skał, są niedostateczne, aby ze skały pierwotnie bitumicznej otrzymać ropę naftową.

2/. Nie spotykamy w przyrodzie skał, które by można było przyjąć za resztki skał pierwotnie bitumicznych po wydzieleniu z nich ropy naftowej.

3/. W swym ruchu ku górze ropa naftowa musiałaby nasycić przede wszystkim utwory piaszczyste, najbliższe serii pierwotnie bitumicznych, tymczasem nieraz te właśnie serie piaszczyste, czasem nawet leżące wśród łupków bitumicznych, nie wykazują żadnych śladów ropy naftowej. Przykładem tego są piaskowce kliwskie wśród bitumicznych łupków menilitowych, nie zawierające nieraz wcale oznak ropnych.

4/. Trudno jest wytłumaczyć, jakimi drogami przedostała się ropa naftowa wtedy, gdy seria pierwotnie bitumiczna i obecne pokłady naftowe są przedzielone utworami ilastymi.

5/. W myśl tej teorii dla utworzenia złóż naftowych są potrzebne trzy czynniki: a/. obecność serii pierwotnie bitumicznych, b/. obecność nad nimi serii skał porowatych, c/. odpowiednie warunki tektoniczne, przede wszystkim obecność antyklin, dających najlepsze warunki dla oddzielenia ropy naftowej i gazu od wody.

Teoria pierwotnego pochodzenia złóż naftowych.

Według tej teorii znajdujemy obecnie ropę naftową w tych samych pokładach, w których się ona pierwotnie utworzyła. Wpływu czynników tektonicznych zwolennicy tej teorii albo wcale nie uznają, albo też przypisują im drugorzędne znaczenie. Niektórzy twierdzą, że w tych miejscach, gdzie obecnie znajdujemy antykliny, już w okresie sedymentacji zaznaczały się pewne wypiętrzenia, morze było w tych miejscach płytkie, a więc były warunki, po pierwsze, do utworzenia skał piaszczystych, a po drugie, do rozwoju specyficznego świata organicznego, z którego powstała w przyszłości ropa naftowa. Teoria pierwotnego pochodzenia ropy naftowej w swej czystej formie wywołuje również szereg zarzutów:

1/. Ropa naftowa według tej teorii tworzyłaby się w skałach piaszczystych, zaś warunki tworzenia tych skał w bardzo płytkim, ruchliwym morzu, a więc przy łat-

wym dostępie tlenu z powietrza, nie były odpowiednie do zachowania od zniszczenia szczątków organicznych, z których miała powstać ropa naftowa.

2/. Większość złóż naftowych i to złóż najbogatszych wykazuje, jak zobaczymy poniżej, ścisły związek z antyklinami, lub innymi zbliżonymi formami tektonicznymi.

3/. Przy tej teorii trudno jest wytłumaczyć pewne nieregularności w rozmieszczeniu złóż naftowych, nieregularności niezależne od właściwości pokładu. Na przykład jeden i ten sam pokład w jednym skrzydle antykliny zawiera ropę naftową, w drugim zaś jej nie posiada.

Teoria sedymentacyjno-diagenetyczna.

Teoria ta, która powstała w ostatnich czasach, stara się pogodzić do pewnego stopnia przeciwieństwa dwóch poprzednich teorii. Twierdzi ona, że płynna ropa naftowa tworzy się w skałach ilastych i z nich przechodzi do sąsiednich skał piaszczystych, lub też wypełnia piaszczyste soczewki w seriach ilastych. Dopuszcza więc ta teoria ruch płynów wewnątrz pewnych serii skał. Usuwa się w ten sposób główną niejasność, która powstaje przy teorii pierwotnego pochodzenia złóż. Czynnikiem, który powoduje to przejście ropy z iłów do pokładów piaszczystych, jest niejednakowe powierzchniowe napięcie u ropy naftowej i u wody. Mianowicie jest ono u tej ostatniej trzykrotnie większe, niż u ropy. Fakt ten powoduje znacznie łatwiejszy ruch wody w pokładzie ilastym, gdzie wobec kapi-

larnej porowatości ruch płynu jest właśnie zależny od powierzchniowego napięcia.

Wobec tego woda wciska się do ilastego pokładu i wyciska stamtąd ropę naftową, która znów wypełnia sąsiednie piaszczyste utwory.

Przejście ropy z iłów do piasków następowało by w pierwszej fazie po sedymentacji, w okresie t.zw. diagenezy, czyli ustalania się /krzepnięcia/ osadów, z których powstają pokłady. Stąd powstaje i nazwa tej teorii.

Jeśli teraz przyjmiemy, że po przejściu ropy do piasku, dana seria ulegnie sfałdowaniu, to wytworzą się wtedy warunki do podziału gazu, ropy naftowej i wody w odnośnych formach tektonicznych, z którymi są one związane obecnie.

Wydaje się obecnie teoria sedymentacyjno-diagenetyczna najodpowiedniejszą do objaśnienia powstania większej części złóż. Jednak przy tej mnogości najrozmaitszych typów złóż naftowych można znaleźć przykłady, do których można zastosować i teorię migracyjną i teorię pierwotnego pochodzenia złóż naftowych.

Gdy staniemy na gruncie teorii pierwotnego pochodzenia złóż naftowych /tak samo teorii sedymentacyjno-diagenetycznej/, to podejście do zagadnienia poszukiwania nowych złóż naftowych musi być całkiem inne, niż w tym wypadku, gdybyśmy się trzymali teorii wtórnego pochodzenia złóż. Mianowicie w tym ostatnim wypadku badacze nie interesują się na ogół litologicznym składem warstw roponośnych, albowiem według tej teorii ropa pochodzi z jakichś niżej leżących macierzystych utworów, jej zaś obecność w danych warstwach jest w myśl tej teorii zależna wyłącznie od warunków tektonicznych.

Czynniki konserwacyjne w złożach naftowych.

Należy teraz zatrzymać się jeszcze na jednym ważnym czynniku, od którego zależy zachowanie złoża naftowego, lub, jak się mówi, jego konserwacja. Czynnikiem tym jest odpowiedni nadkład danej serii roponośnej, izolujący go od powierzchni. W razie wychodzenia takiej serii na powierzchnię, traci ona przez długi okres czasu swą ropę, a przede wszystkim gaz i w ten sposób złoże niszczy się; to samo do pewnego stopnia ma miejsce i wtedy, kiedy nadkład jest złożony ze skał w mniejszym, lub większym stopniu przepuszczających, jak to z piaszczystych iłów i in.

Dobrą ilustrację znaczenia nadkładu dają dwa obok siebie leżące złoża: Starogroźnieńskie i znajdujące się w odległości około 15 km złoże Nowogroźnieńskie. Posiadają one te same pokłady naftowe, dzielone na pięć grup. Otóż w złożu Starogroźnieńskim pokłady grupy najwyższej odsłaniają się w jądrze fałdu na powierzchni. Zawierają one tylko ślady ropy naftowej. Te same pokłady w złożu Nowogroźnieńskim zostały w najwięcej wyniesionej części antykliny spotkane dopiero na głębokości około 370 m i są bogatymi poziomami naftowymi. Stosunki te są przedstawione na schematycznych przekrojach serii roponośnych Starego i Nowego Groźnego /fig. 18/ .

Antyklinalna teoria.

Już na początku eksploatacji złóż naftowych stwierdzono, że najbogatsze znane podówczas złoża, są związane z antyklinami. Fakt ten znajdował swe teoretyczne uzasadnienie

we wspomnianym już parokrotnie rozdziale znajdujących się w pokładach gazu ziemnego, ropy naftowej i wody, według ich ciężaru gatunkowego, przy czym gaz i ropa naftowa, jako lżejsze, wypełniają wyniesioną część pokładu, bliżej osi antyklin, zaś woda gromadzi się w głębszych poziomach w skrzydłach antyklin, oraz wypełnia synkliny, dzielące te ostatnie.

W ten sposób powstała przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych t.zw. antyklinalna teoria.

Jak to często bywa w stosunku do zupełnie słusznych w zasadzie teoryj, rozpoczęto zbyt uniwersalnie stosować tę teorię i niemal nie uznawać złóż innego typu.

Wywołało to znów z kolei reakcję. Wystąpili przede wszystkim zwolennicy teorii pierwotnego pochodzenia złóż naftowych. Najbardziej bodaj ortodoksalny zwolennik tej teorii, K.Kalicky, poddał antyklinalną teorię krytyce i na przykładach starał się dowieść, że rozmieszczenie złóż naftowych zaprzecza związkom między nimi, a antyklinami.

Argumenty czerpie ten autor głównie z następujących dwóch obszarów: 1/. Obszary naftowe Fergany i 2/. Obszary naftowe w prowincji Appalachskiej w Stanach Zjednoczonych.

W Ferganie /Środkowo-Azjatyckie posiadłości Związku Radzieckiego/ złoża naftowe są związane z szeregiem wąskich antyklin. Otóż K. Kalicky zwraca uwagę, że produktywne części pokładów nie występują wzdłuż oś antyklin, a raczej na ich zboczach. Można jednak to wytłumaczyć nie brakiem genetycznego związku z antyklinami, a tym, że w najwięcej wyniesionych częściach antyklin warstwy roponośne są odsłonięte i wskutek tego zubożałe przez wycieki ropne i odgazowanie, zaś w zboczach antyklin chroni złoża przed tym nadkład.

W prowincji Appalachskiej, w Pensylwanii, przebiega kilka bardzo płaskich antyklin, oddzielonych synklinami. Tu K. Kalicky podkreśla, że produktywne części pokładów biegną nieraz w postaci pasm poprzecznie do biegu antyklin, obejmując przy tym i synkliny.

W tym wypadku znów nie podrywa to słuszności teorii antyklinalnej, a może być wytłumaczone następującymi dwoma czynnikami:

a/. Antykliny są niezmiernie płaskie i dlatego nie mogą dostatecznie zaakcentować swego wpływu, wskutek czego wysuwa się na pierwszy plan charakter litologiczny pokładów roponośnych, powodujący utworzenie się skupień naftowych, niezależnych od tektoniki.

b/. W części pokładów roponośnych Pensylwanii brak jest wody okalającej. Wskutek tego ropa koncentruje się raczej w niższych częściach antyklin i w synklinach wówczas, gdy wyniesione części pokładów są płonne.

Nie może więc ta krytyka poderwać zasadniczej słuszności antyklinalnej teorii.

Z biegiem czasu w miarę zwiększania ilości obserwacji geologia naftowa zmodyfikowała swoje podejście do tej kwestii, a mianowicie: 1/. Prócz antyklin w prawdziwym tego słowa ustala cały szereg odmian, należących jednak w zasadzie do tego samego typu tektonicznej deformacji warstw. 2/. Prócz antyklin naftowych i ich odmian stwierdzono szereg typów strukturalnych, jak struktury erozyjne, monokliny itd.

Jest więc obecnie przyjmowany cały szereg strukturalnych form złóż naftowych, którymi się teraz zajmiemy.

Formy strukturalne złóż naftowych.

Wyróżniamy następujące formy strukturalne:

I. Antykliny:

1. Duże pojedyncze antykliny /antyklinale/;
2. Antykliny zwykłego typu:
   a/. Antykliny symetryczne;
   b/. Antykliny niesymetryczne;
   c/. Antykliny przewalone i skomplikowane przez nasunięcia.
3. Kopuły:
   a/. Zwykłe kopuły;
   b/. Kopuły diapirowe;
   c/. Słupy solne;
   d/. Kopuły z jądrami złożonymi ze skał wulkanicznych.
4. Antykliny pogrzebane i grzbiety pogrzebane.

II. Erozyjne struktury.

III. Synkliny.

IV. Formy związane z warstwami zalegającymi monoklinalnie.

1. Monokliny zwykłego typu:
   a/. Płasko pochylone;
   b/. Więcej pochylone;
   c/. Skomplikowane przez uskoki;
   d/. Zamknięte przez pokrywy bitumów /asfalt itd./;
   e/. Zamknięte przez niezgodne przykrycie nadkładu.

2. Monokliny z wtórnym sfałdowaniem:

a/. Sfałdowanie z osiami równoległymi do biegu warstw;

b/. Sfałdowania poprzeczne do biegu warstw;

c/. Strukturalne tarasy.

V. Uskoki i formy im towarzyszące.

VI. Szczeliny w skałach wybuchowych i osadowych.

VII. Złoża powstałe pod wpływem czynników litologicznych.

Mało jest złóż, które odpowiadałyby ściśle pewnemu określonemu typowi strukturalnemu. Zwykle mamy wpływ paru struktur.

Przynależność więc do pewnej struktury określa się według tego, co odegrało główną rolę w nagromadzeniu ropy naftowej w danym złożu. Przejdziemy obecnie do rozpatrzenia poszczególnych, wydzielonych powyżej form strukturalnych.

Duże pojedyncze antykliny.

Są to duże antykliny, obejmujące tysiące i dziesiątki tysięcy km^2. Są to więc raczej geoantykliny, czyli obszary pewnych dużych elewacji. W antyklinach tego typu często nie mamy ciągłego złoża, wyciągniętego wzdłuż osi, jak to ma miejsce w zwykłych antyklinach. Złoża wzdłuż tego rodzaju jednostek tektonicznych nagromadzają się w zależności od drugorzędnych struktur.

Znaczenie dużej antykliny polega na uruchomieniu ropy naftowej, dążącej w ogólnym kierunku ku wyniesionej osiowej części antykliny. Tylko w niektórych jaśniej wyrażonych dużych antyklinach obserwujemy rozmieszczenie złóż wzdłuż osi antykliny.

Najbardziej typowym przykładem antykliny opisanego typu jest wypiętrzenie Cincinati w Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej, które ciągnie się w kierunku południkowym od połu - dniowego brzegu jeziora Eri do rzeki Ohio; za tą rzeką ciąg dalszy stanowi wypiętrzenie Nothill.

Tu nagromadzenia ropy naftowej w zbiornikach wapiennych /ordowik/ zależy głównie od zwiększenia porowatości /dolo - mityzacja, wietrzenie/, zaś w piaskowcach od soczewkowatej formy pokładów i wyklinowywania się klintońskich piaskowców /sylur/ we wschodnim zboczu.

Odgrywa rolę i wtórne sfałdowanie wschodniego skrzydła.

Drugi przykład wypiętrzenia - to Bend w północnej części środkowego Teksasu. Ciągnie się ono kilkaset km.

Złoża również zależą od wtórnego sfałdowania i od soczewkowatego charakteru i niejednostajnej porowatości piasków, lub piaskowców. Do tego typu należy antyklina Salt creek - w Górach Skalistych z 2 kopułami /główne nagromadzenie ropy w północnej kopule/.

Antykliny zwykłego typu.

a/. Antykliny symetryczne.

Ten typ antyklin charakteryzuje się jednakowym upadem warstw w obu skrzydłach.

W swej czystej formie jest to typ rzadki.

Antykliny tego typu spotykamy na północnym Kaukazie oraz na półwyspie Apszerońskim. W obu tych obszarach nacisk boczny od strony grzbietu Kaukaskiego był stosunkowo nieznaczny i dlatego antykliny zachowały symetryczny kształt.

Typowym przykładem może tu służyć antyklina Bibi Ejbatu /fig. 19/. Jest to antyklina zanurzająca się w kierunku północno-zachodnim. Jest ona złożona z warstw t.zw. serii produktywnej /pliocen/. Upady w obu skrzydłach wahają się w granicach 19 - 25°.

Nieco podobny charakter tektoniczny nosi najstarsze złoże Bakińskie /Bałachany-Sabunczi-Ramany/ oraz nowy teren eksploatacyjny, antyklina Kała.

Złoże Nowo-Groźnieńskie, które można również zaliczyć do typu antyklin symetrycznych, nosi nieco inny charakter. Jest to antyklina o szerokiej, płaskiej części osiowej i stromych obu skrzydłach. Jest ona złożona z utworów środkowego miocenu.

We wszystkich wymienionych złożach wyróżniają się na tle ogólnej antyklinalnej budowy miejscowe kopuły.

W Stanach Zjednoczonych należy przytoczyć, jako przykład antykliny symetrycznej, przede wszystkim złoże Eureka- - Volcano w prowincji Appalachskiej. Jest to antyklina długości około 75 km i 13 km szerokości z upadami, wahającymi się w granicach 20 - 60°. Antyklina ta została bardzo szczegółowo zbadana i była w swym czasie przede wszystkim przytaczana przez amerykańskich geologów, jako argument, przemawiający za antyklinalną teorią.

Do tego samego typu można zaliczyć i parę antyklin w prowincji Kalifornijskiej w okolicach Los-Angelos, jak Santa-Fe, Springs i Inglewood. Ta ostatnia struktura [illegible]. W prowincji Gór Skalistych [illegible] [illegible]lina Elk, również

skomplikowana przez szereg uskoków.

Antykliny niesymetryczne /asymetryczne/.

Są to antykliny, w których upad jednego skrzydła przewyższa znacznie upad drugiego skrzydła.

Jest to typ niezmiernie rozpowszechniony. Mając z nim do czynienia, należy się liczyć z jedną ważną okolicznością, mającą duże znaczenie przy wyborze miejsc dla otworów wiertniczych, mianowicie w przeważnej części antyklin tego typu osiowa płaszczyzna jest nie pionowa, jak przy antyklinach symetrycznych, a pochyła, jak to widzimy na przykład na fig. 21 i 22. W tego rodzaju warunkach nie można się kierować przy wyborze miejsc dla otworów eksploatacyjnych danymi odsłonięć powierzchniowych, lub też danymi z płytkich robót poszukiwawczych. Albowiem, gdy założymy otwór według tych danych na osi antykliny, to trafi on na pewnej głębokości w strome skrzydło antykliny. Należy tego unikać, albowiem strome, a jeszcze bardziej przewalone skrzydła niesymetrycznych antyklin są nieodpowiednim objektem eksploatacji. Składają się na to trzy główne ujemne czynniki :

1/. Skrzydła te ulegają silnemu ciśnieniu tektonicznemu, wskutek czego skały stają się mniej porowatymi. Miąższość pokładu zmniejsza się, a nieraz zostają one porozrywane, lub całkiem wyciśnięte. Obserwujemy to bardzo dobrze w przewalonym skrzydle fałdu Borysławia /fig. 23/. Wpływa to oczywiście niezmiernie ujemnie na roponośność tego rodzaju skrzydeł.

2/. W skrzydłach stromych, jak już widzieliśmy, woda pokładowa porusza się intensywniej ku górze, niż ma to miejsce w skrzydłach łagodniej pochylonych.

3/. Trzeci czynnik jest natury technicznej. Mianowicie przy stromym ułożeniu pokładów otwory wiertnicze ulegają łatwo skrzywieniu.

Wobec tego należy przy fałdach asymetrycznych dawać otwory wiertnicze w pewnej odległości od osi w stronę skrzydła więcej poziomego.

Antykliny asymetryczne są bardzo rozpowszechnione u nas w obszarze t.zw. środkowej depresji /rejon Jasielsko-Krośnieński/. Wskutek nacisku ze strony południowej fałdy są pochylone ku północy. W tym pochyleniu niektóre fałdy spotykają opór podłoża i przechylają się w swej górnej części odwrotnie ku południowi /fałdy wsteczne/.

Jako typowe przykłady miejscowych antyklin asymetrycznych, mogą służyć tu siodła: Potok-Bóbrka /fig. 20/, Równe-Rogi, /będące przedłużeniem poprzedniej antykliny/ /fig. 21/, Wulka-Klimkówka /fig. 22/, Grabownica. Wszystkie te antykliny mają w osiowej części eocen /w Grabownicy utwory kredowe/. W skrzydłach występują łupki menilitowe, stanowiące czynnik konserwacyjny. Synkliny, dzielące miejscowe antykliny, są wypełnione przez utwory krośnieńskie.

Na Kaukazie do typu asymetrycznego należy antyklina Staro-Groźnieńska ze stromym północnym skrzydłem /fig. 24/. Do tego też typu strukturalnego należą i niektóre złoża Rumunii, jak np. Campina.

W Stanach Zjednoczonych asymetryczne antykliny występują przede wszystkim w prowincji Gór Skalistych, jak np. znane złoża Salt Creeck i Grass Creek. W Kalifornii możemy tu zaliczyć i złoża: Long Beach i Dominguez.

Antykliny przewalone i skomplikowane przez nasunięcia.

Antykliny tego typu powstają przy silniejszym nacisku, niż w wypadku antyklin asymetrycznych. Wtedy strome skrzydło przewala się i ukazuje się pod więcej poziomym skrzydłem przeciwległym. Przy jeszcze silniejszym nacisku tektonicznym fałd przerywa się /zwykle wzdłuż osi/ i wspomniane więcej poziome skrzydło nasuwa się na skrzydło podwinięte.

Należy przy tym rozróżniać: a/. zwykłe nasunięcia i b/. przesunięcia mas, czasem na dziesiątki kilometrów, noszące nazwę płaszczowin. My będziemy z naftowego punktu widzenia rozpatrywać tylko zwykłe nasunięcia. W antyklinach przewalonych skrzydło podwinięte jest zwykle silnie wyciśnięte i nieraz pewne poziomy zostają całkiem zniszczone. Nie można więc w tym skrzydle oczekiwać większych dopływów ropnych.

Antykliny omawianego typu występują w Karpatach w obszarze skibowym w postaci antyklin przewalonych /Schodnica /fig.25/ i inne/, oraz w obszarze brzeżnym Karpat, gdzie na przewalone antykliny t.zw. elementu wgłębnego są nasunięte utwory fliszowe Karpat.

Najjaskrawszym przykładem antykliny tego ostatniego typu jest złoże w Borysławiu. Mamy tu element wgłębny w postaci przewalonego siodła, w którego jądrze występują utwory kredowe /warstwy inoceramowe i jamneńskie/, zaś w skrzydłach eocen, łupki menilitowe, warstwy polanickie. Fałd ten jest nasunięty na solonośny miocen przedgórza, który również bierze pewien udział w sfałdowaniu. Na ten

fałd wgłębny jest nasunięty flisz karpacki, głównie w postaci utworów kredowych i eoceńskich. Poziomy roponośne są związane niemal wyłącznie z elementem wgłębnym. Złoża tego samego na ogół typu występują w Nahujowicach, Rypnem, Bitkowie.

Na Kaukazie antykliny tego typu są spotykane przeważnie w obszarze Terskim. Najwięcej typowym przykładem jest tu złoże w Woźniesieńsku /fig. 26/, gdzie warstwy środkowo-mioceńskie, a częściowo i oligoceńskie skrzydła południowego zostały nasunięte na górno-mioceńskie, a częściowo i plioceńskie skrzydła północnego.

Stwierdzono również ostatnio w złożu Starogroźnieńskim nasunięcie antykliny asymetrycznej, podanej powyżej, na inny niżej leżący element tektoniczny, co do charakteru którego nie posiadamy jeszcze danych i wiadomo tylko, że ten dolny element jest również produktywny.

W Stanach Zjednoczonych formy strukturalne tego typu są rzadkie. Jako przykład może służyć Mc Kittric w Kalifornii.

K o p u ł y .

Ta forma strukturalna charakteryzuje się upadem warstw we wszystkie strony i jest dość rozpowszechniona w obszarach naftonośnych. Rozróżniają przy tym kilka odmian, a mianowicie: kopuły zwykłe, fałdy i kopuły diapirowe, słupy solne, kopuły z jądrami złożonymi ze skał wybuchowych.

Kopuły zwykłe.

Nieraz trudno jest przeprowadzić granicę między wydłużoną kopułą, a krótką antykliną, typu brachi-antyklinalnego. Podział ten jest przeprowadzony warunkowo, przy czym, jako kryterium służy stosunek między dwoma osiami takiej struktury: długą i krótką.

Bardzo często kopuły komplikują zwykle antykliny, występując w ich partiach osiowych. Wspominaliśmy o tym przy opisie antyklin kaukazkich i tu na tego rodzaju kopułach nie będziemy się zatrzymywać.

Według R. Lilley powstanie kopuł może być wytłumaczone następującymi przyczynami:

1/. Wpływ dwóch poprzecznych systemów sfałdowań, przy czym w miejscu przecięcia dwóch krzyżujących się fałdów powstają kopuły.

2/. Wpływ nierównego podłoża i ruchów, odbywających się w tym ostatnim.

3/. Wpływ ruchów w głębi skał wybuchowych, lub soli, które pozostały jednak w nieosiągalnych głębokościach. Gdyby zostały one stwierdzone na powierzchni, lub na względnie nieznacznej głębokości, zaliczylibyśmy te formy strukturalne, już do innych kategoryj, o których będzie mowa poniżej, /zaś w podanym powyżej spisie form strukturalnych są oznaczone jako 3 c i 3 d /.

Jako przykład kopuły może służyć na Kaukazie złoże Surachany, znajdujące się na półwyspie Apszerońskim na południowo-wschodnim przedłużeniu osi wspomnianej antykliny Bała-

chany, Sabunczi-Ramany. Jest to właściwie przejściowa forma do krótkiej brachi-antykliny.

Przytaczane nieraz w literaturze jako przykłady dwie kopuły w Bibi Ejbacie są właściwie komplikacjami na tle ogólnej budowy antyklinalnej.

W Stanach Zjednoczonych dalsze przykłady złóż, związanych z kopułami, spotykamy w prowincji Gór Skalistych /złoże Lost Soldier/ i w prowincji Gulfu na brzegu zatoki Meksykańskiej /Stan Luisiana/. Znane tu jest złoże Sabine Uplift, wyróżniające się znacznymi rozmiarami swej kopuły, której długość wynosi 135 km, zaś szerokość jest tylko nieznacznie mniejszą. Ropa znajduje się w tej kopule w utworach górno-kredowych.

Antykliny i kopuły typu diapirowego.

Pierwszy opisał te fałdy Mrazec, opierając się na wzorach rumuńskich. Są to siodła i kopuły, w których skały jądra przebijają nadległe warstwy. Zwykle jądro jest złożone ze skał więcej plastycznych: soli, łupków. Obserwujemy stopniowe przejścia od diapirów do zwykłych fałdów, w których zaznacza się tylko różnica między stromymi upadami w jądrze, a więcej poziomymi w skrzydłach.

Wypadki, w których przebijają się w jądrze masy solne, wydzielamy w osobny typ tektoniczny, zwany słupami solnymi.

Diapiry i słupy solne powstają zwykle w miejscach silnego napięcia tektonicznego, nieraz w skrzyżowaniach dwóch kierunków biegu uskoków, gdzie nadkład przedstawia najsłabszy opór. Czasem powstają wskutek silnego obciążenia osada-

mi, przykrywającymi plastyczne skały.

Słabo zaznaczone diapiry powstają wskutek niejednakowej odporności na ciśnienie boczne, albo też ruchów tektonicznych w okresie sedymentacji.

Zwykle fałdy diapirowe są bardzo rozpowszechnione na Kaukazie. Jest przy tym ciekawe, że występują one głównie na dwóch przeciwległych zakończeniach grzbietu kaukazkiego: na południowo-wschodnim, na półwyspie Apszerońskim i na północno-zachodnim w postaci półwyspu Tamańskiego.

W pierwszym obszarze najbardziej jaskrawym przykładem jest złoże Binagadyńskie /fig. 27/.

Antyklina Binagadyńska leży na zachód od najstarszego złoża Bakińskiego: Bałachany i Sabunczi-Ramany. W jądrze antykliny Binagadyńskiej, biegnącej w kierunku prawie równoleżnikowym, występują iły oligoceńskie, stanowiące jądro, przerywające oś antykliny. Wychody ich są otoczone wychodami utworów diatomowych /sarmat/. Warstwy pontyjskie zostały stwierdzone na południowym,więcej łagodnym skrzydle, w północnym są one wyciśnięte i tu zbliżają się do jądra fałdu najniższe poziomy serii produktywnej /środkowy pliocen/. Najwięcej bogatą jest tu właśnie najniższa część produktywnej serii, szczególnie w tej części południowego skrzydła, gdzie jest ona dzięki zjawiskom diapirowym izolowana od powierzchni.

Zjawiska diapiryzmu zaznaczają się również w zachodniej części wspomnianego fałdu Bałachany-Sabunczi-Ramany w pobliżu góry Bog Boga. Tu jądro, przerywające oś fałdu i złożone z dolno oligoceńskich iłów, przerwało szereg

nadległych poziomów i weszło w bezpośredni kontakt z plioceńską serią produktywną. Główna produkcja jest ześrodkowana na wschód od tego diapirowego wypiętrzenia.

Podobny charakter mają tu i diapirowe fałdy złóż: Ataszkia i Puta.

Złoża naftowe w związku ze słupami solnymi.

Jeśli wśród warstw, tworzących fałdy diapirowe, znajdują się utwory solonośne, to sól, jako materiał niezmiernie plastyczny, wydźwiga się ku górze, w jądrze fałdu diapirowego i, albo ukazuje się na powierzchni, albo też, w każdym razie zbliża się do tej ostatniej. Powstają w ten sposób t.zw. słupy solne, otoczone zewsząd przez przerwane warstwy, tworzące nadkład serii solonośnej.

Czasem takie słupy są wydźwignięte z dużej głębokości. Tak na przykład u nas w poznańskim, sól leży w normalnym położeniu w głębokości przeszło 1500 m. Tymczasem w postaci słupów ukazuje się w kilku punktach na powierzchni.

Słupy solne odgrywają dużą rolę wśród solnych złóż. Zatrzymamy się na nich przy omawianiu tych ostatnich.

Tu zatrzymamy się tylko na znaczeniu słupów z punktu widzenia naftowego.

Złoża ropy naftowej znajdują się zwykle w otoczeniu słupów solnych w przerwanych przez te słupy utworach stratygraficznie młodszych od występującej w samym słupie soli.

Można wysunąć trzy główne przyczyny nagromadzenia ropy naftowej w tych warstwach:

1/. Ogólne podniesienie warstw o typie zbliżonym do kopuły.

2/. Pokruszenie warstw przy ich przerywaniu przez podnoszące się masy solne. Sprzyja to oczywiście nagromadzeniu większych ilości ropy naftowej.

3/. Trzeci czynnik jest natury konserwacyjnej, mianowicie sól kamienna, jako materiał wielce plastyczny, izoluje ściśle masy przerwane od kontaktu z powierzchnią.

W Europie złoża naftowe w otoczeniu słupów solnych występują w trzech obszarach: 1/. w Hannowerze, 2/. w Rumunii w rejonie Ploesti, 3/. w obszarze Embeńskim na północnym brzegu Morza Kaspijskiego. W Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej słupy solne odgrywają dużą rolę w południowych złożach naftowych w Luizjanie i przylegającej części Texasu.

Należy tu podkreślić, że odkrycie znacznej ilości słupów solnych wraz z związanymi z nimi złożami naftowymi nastąpiło w ostatnich czasach w związku z rozwojem metod geofizycznych. Wspomnijmy jeszcze, że odkrycie złóż naftowych tego typu jest utrudnione przez to, że tylko część słupów solnych posiada w swym otoczeniu złoża naftowe. Przy tym najczęściej ropa naftowa znajduje się nie w całym otoczeniu danego słupa, a tylko w części. Jako przykłady złóż naftowych, związanych ze słupami solnymi, podajemy schematyczne przekroje przez typowe złoże tego typu w Hannowerze i Rumunii.

W Hannowerze sól wieku permskiego przerywa w postaci słupa nadległe utwory triasu, jury i kredy /fig. 28/.

Główne poziomy naftowe znajdują się w środkowej jurze /dogger/ i w utworach kredowych.

W południowej Rumunii słupy solne znajdują się na przedgórzu Karpat, zajętym przez miocen i pliocen /fig. 29/. Najwięcej znane złoża tego typu są: Moreni, Baicoi, Ochiuri.

Sól wieku mioceńskiego przerywa jako słup utwory plioceńskie, w których są rozróżniane, licząc od dołu utwory : meotyckie, pontyjskie, dacyjskie i lewantyńskie.

Ropa znajduje się z obu stron słupa w utworach meotyckich. Zaś z południowej strony i w utworach dacyjskich. Podkreśla to znaczenie czynnika konserwacyjnego, gdyż w południowym kierunku słup jest wskutek ciśnienia ze strony Karpat przewalony i lepiej izoluje warstwy dacyjskie od powierzchni. Warstwy pontyjskie nie zawierają ropy ze względu na ich ilasty charakter. W lewantyjskich są spotykane tylko nieznaczne ilości ropy.

Złoża naftowe w związku z wylewami skał wybuchowych.

Struktury te, ciekawe pod względem teoretycznym i praktycznym, występują przeważnie w Meksyku w obszarze naftowym Tampico, leżącym w pobliżu brzegu Oceanu Atlantyckiego.

Miejscowe utwory wieku kredowego, a częściowo i dolnotrzeciorzędowego są przerwane przez szereg wybuchów skał bazaltowych. Wylewy te osiągają przeważnie powierzchnię i tworzą nieraz na tej ostatniej pewne wyniosłości. Rzadziej pozostają ukrytymi na mniej-szej, lub na znacznej głębokości.

Wylewy bazaltów w swym ruchu ku górze podniosły nadległe utwory osadowe, tworząc kopułowate formy strukturalne. Utwory

kredowe o składzie wapiennym są przy tym silnie potrzaskane. Powstają przy tym wypełnienia niektórych szczelin, również przez bazalt, tworzą się dookoła wylewów żyły, czyli t.zw. dajki /dykes/.

Ropa naftowa gromadzi się w pobliżu słupów bazaltowych, wypełniając powstałe szczeliny w wapieniach.

Przy tworzeniu tu złóż odgrywają główną rolę następujące dwa czynniki: 1/. ogólne wyniesienie warstw w formie kopuły i 2/. potrzaskanie wapieni oraz utworzenie w nich szczelin, w których zakumulowała się ropa naftowa.

Wyżej leżące utwory dolno-trzeciorzędowe, a częściowo i przejściowe między kredą, a trzeciorzędem, o charakterze przeważnie ilasto-marglistym, tworzą przy tym pokrywę, mającą duże znaczenie konserwacyjne.

W niektórych złożach ślady ropy naftowej są spotykane również w pustkach, znajdujących się w skałach wybuchowych, nie mają jednak z tymi ostatnimi żadnego związku genetycznego.

Antykliny i grzbiety pogrzebane.

Antyklinami pogrzebanymi nazywamy antykliny, ukryte na mniej, lub więcej znacznej głębokości i nie znajdujące wcale swego odbicia na powierzchni, lub też zaznaczające się tylko w bardzo słabym stopniu.

Tego rodzaju formy tektoniczne powstają tam, gdzie istnieje kilka faz sfałdowania, połączonych zwykle z przerwami w sedymentacji. Mogą takie antykliny powstawać i bez przerwy sedymentacyjnej wówczas, gdy sfałdowanie odbywa

się w czasie samej sedymentacji. Wówczas warstwy wyżej leżące odbijają w słabym stopniu sfałdowania głębiej leżących utworów /fig. 30/.

Jak zobaczymy poniżej, w niektórych wypadkach pod łagodnymi antyklinami, znajdują się pogrzebane formy orograficzne /pogrzebane grzbiety/, złożone nieraz ze starych dokambryjskich utworów, przeważnie granitów.

Utworzenie złóż w tych warunkach tłumaczą w sposób następujący:

1/. Pogrzebane grzbiety stwarzają warunki dla powstania utworów płytszego morza, czyli posiadających dane do utworzenia bitumów i jednocześnie dla utworzenia utworów piaszczystych /fig. 31/.

2/. Łagodnie sfałdowane pogrzebane antykliny posiadają dobre warunki konserwacyjne.

3/. Odgrywa przy tym rolę i niezgodne zaleganie wyżej leżących utworów na dolnych, co izoluje roponośne pokłady i stwarza warunki do nagromadzenia ropy naftowej, tworząc t.zw. pułapki naftowe /"traps" amerykańskich geologów/.

Złoża te są wyciągnięte wzdłuż pewnych starych linii tektonicznych, w których ruchy tektoniczne wznawiały się w różnych epokach geologicznych.

Tego rodzaju struktury poczęły odgrywać w przemyśle naftowym poważniejszą rolę dopiero w ostatnich latach dwudziestu.

Dwie były przyczyny tego późniejszego ich odkrycia podobnie, jak to miało miejsce i w stosunku do rozpatrzo-

już kategorii złóż, związanych ze słupami solnymi:

1/. Znaczna głębokość potrzebnych do odkrywania tego rodzaju złóż otworów wiertniczych.

2/. Rozwinięcie dopiero w ostatnich latach metod geofizycznych, które ułatwiły odkrycie tych ukrytych struktur geologicznych. Największa ilość złóż tego typu znajduje się w Stanach Zjednoczonych w prowincjach naftowych: Zachodniego Zagłębia Węglowego, Wichita-Amarilio i Zachodniego Teksasu.

Przykładem złóż tego typu mogą służyć:

Oklahoma City, pogrzebana antyklina z warstw ordowiku, przykryta niezgodnie przez utwory pensylwańskie. Produktywnymi są w ordowiku różne piaszczyste poziomy w serii Simpson i wapienne w serii Arbukle.

Złoże Panhandle w zachodniej części grzbietu Wichita-Amarilio. W jądrze znajduje się tu granit, który był lądem do epoki pensylwańskiej /górna część karbonu/. Grzbiet jest otoczony przez piaski, jako produkt wietrzenia granitu. Wyżej leżą warstwy serii Big Lime /spąg permu/. Są one przykryte niezgodnie przez wyżej leżące utwory permskie.

Drugim obszarem występowania struktur pogrzebanych jest zachodni Ural. Tu w złożach mamy pogrzebane grzbiety, złożone z wapieni wieku przejściowego między karbonem, a permem i przykryte przez utwory ilasto-solonośne serii kungurskiej, gdzie zdolomityzowane i zwietrzałe wapienie są kolektorami dla nafty.

Erozyjne struktury.

Struktury te są wynikiem rozmycia warstw /erozji/ przez wody powierzchniowe. Powstałe w ten sposób zagłębienia zostały wypełnione grubo-piaszczystym materiałem. Powstają w ten sposób wydłużone soczewki piaszczyste, którym Amerykanie dają charakterystyczną nazwę sznurowadeł do butów /"shoe strings"/. O ile te izolowane soczewki leżą w warstwach ilastych, powstają idealne warunki do nagromadzenia nafty z otaczających skał i do jej konserwacji. Dobrze zbadanym złożem tego typu jest złoże Majkopskie /fig. 32/, w którym znajduje się rozmycie w iłach foraminiferowych /dolny oligocen/. Rozmycie wydłużone w kształcie rzeki jest wypełnione soczewkami piaszczysto-ilastymi i przykryte przez iły majkopskie /górny oligocen/. Podobne złoża istnieją w Stanach Zjednoczonych w prowinji Zachodniego Zagłębia Węglowego, w Kanzasie /złoże Cherokee/ i w Oklahomie.

S y n k l i n y.

Na ogół w synklinach gromadzi się woda okalająca. Ropa naftowa może się tam znaleźć tylko w wyjątkowych warunkach. Złoża tego typu spotykamy tam, gdzie nafta występuje bez wody. Następnie tam, gdzie wobec bardzo słabego sfałdowania warstw, utworzenie złóż zależy głównie od litologicznego charakteru utworów. W obszarach sfałdowanych w Kalifornii, Mc. Kittrick i Midway nafta znajduje się nie tylko w dwóch antyklinach, lecz i w przedzielającej je synklinie /fig.33/. Tu fakt ten może być wytłumaczony tym, że silnie wydźwignię-

te dwie antykliny są przedzielone łagodną synkliną.

M o n o k l i n y .

Monoklinalne zaleganie ma właściwie zwykle miejsce na zboczach dużych antyklin. Najlepsze przykłady znajdujemy w Stanach Zjednoczonych, gdzie monokliny z warstwami, leżącymi bardzo poziomo, znajdują się na zboczu: 1/. Appalachów, 2/. Cincinatii, 3/. Grzbietu Arbukle .

Na tym tle powstają różne wtórne deformacje, które powodują nagromadzenia złóż nafty.

Rozróżniają następujące typy monoklin:

Monokliny płaskie.

Jeśli upady są poniżej pewnego minimum, to nie ma przyczyn dla rozdzielania ropy i wody i utworzenia złóż, jeśli brak jest innych czynników.

Monokliny więcej strome.

Minusem tych złóż jest to, że wychodzą one na powierzchnię i tracą ropę i gazy, o ile nie ma zamknięcia przez uskoki, lub zagęszczenia bitumiczne: asfalt, kir.

Przykłady: w obszarze Kubańskim na Kaukazie złoża Ilskie, Kałużskie, górne poziomy złoża Majkopskiego.

Monokliny z uskokami.

Jak widzimy na fig. 10, część roponośnego pokładu b, jako izolowana, wobec ilastego charakteru warstw nadległych /od powierzchni/, będzie w lepszych warunkach, niż część a, wychodząca na powierzchnię.

Monokliny z pokrywami asfaltu i in.

Gdzie nafta ma wybitnie asfaltowy charakter, tam tworzą się pokrywy, izolujące pokład i sprzyjające nagromadzeniu ropy. Przykładami mogą służyć: Binagady, Sunset /Kalifornia/ /fig. 34/.

Niezgodne przykrycie monoklinalnych warstw.

Przykrycie wychodu monoklinalnego roponośnego pokładu przez skałę nieprzepuszczalną, wywiera również dobry wpływ na konserwację złoża /fig. 35/.

Monokliny z wtórnym sfałdowaniem.

Odnosi się to do złóż, które mają zasadniczo monoklinalne zaleganie, a uległy słabym wtórnym sfałdowaniom, które wywołały pewne ondulacje na tle ogólnego monoklinalnego zalegania. Rozróżniają przy tym następujące wypadki: sfałdowania równoległe do biegu warstw. Wytwarzają się wtedy ondulacje, które wywołują lokalne skupienia ropy naftowej /fig. 36/. Sfałdowania poprzeczne do biegu warstw również sprzyjają pewnemu wzbogaceniu odnośnych części monokliny.

Strukturalne tarasy.

Jest to jakby pewna odmiana sfałdowania równoległego do biegu warstw. Tu sfałdowania są niedostateczne, żeby spowodować ondulacje w postaci lekkich fałdów, a doprowadzają tylko do tego, że na monoklinie zaznacza się zmiana upadu i tworzy się rodzaj podziemnego tarasu. Ropa, podnosząca się ku górze pod wpływem ciśnienia gazowego, zwalnia w obrę-

bie takich tarasów swój ruch i wytwarza pewne skupienia. Ten typ jest dość często spotykany wśród monoklinalnych złóż w Stanach Zjednoczonych /fig. 37/.

Złoża uskokowe.

Uskoki są na ogół czynnikiem ujemnym z punktu widzenia złóż naftowych. Mogą one spowodować szczególnie przy niezbyt plastycznym charakterze warstw nadległych wypływy ropy i wydzielanie przez szczeliny uskokowe gazów, co oczywiście niszczy do pewnego stopnia złoże. Lecz z drugiej strony pokruszenie skał roponośnych przez uskok może spowodować zwiększenie ich wydajności, szczególnie jeśli są to skały łamliwe /piaskowce, wapienie/. Dlatego też w pewnych ubogich złożach możemy zaobserwować nagromadzenie przemysłowej ropy w pobliżu szczeliny uskokowej /fig. 38/.

Złoża dwóch ostatnich grup, t.j. związane ze szczelinami w skałach osadowych, lub wybuchowych, oraz złoża, w których skupienie ropy naftowej zależy od charakteru litologicznego skał,nie wymagają szczegółowego omówienia.

W czystej formie są one rzadkie. Zaliczamy tu te złoża, w których wpływ czynników tektonicznych jest słabo zaznaczony.

Już mówiliśmy o znaczeniu szczelin wszelkiego rodzaju, gdy skałą roponośną jest wapień, lub dolomit. Wspominaliśmy również o mających raczej teoretyczne znaczenie wypadkach występowań ropy w szczelinach skał wybuchowych tam, gdzie te ostatnie przerywają łupki bitumiczne i inne skały bitumiczne.

Znaczenie charakteru litologicznego skał dla utworzenia złóż ropy naftowej podkreślaliśmy przy omawianiu złóż, związanych z dużymi, pojedynczymi antyklinami oraz z synklinami.

Ogólne warunki, sprzyjające utworzeniu złóż naftowych i wpływające na ich zasobność.

Po rozpatrzeniu różnych typów strukturalnych /tektonicznych/złóż naftowych, możemy zrobić próbę pewnej syntezy i ujęcia w krótkich słowach tych najogólniejszych warunków, które są potrzebne dla utworzenia złóż naftowych i które wpływają na zasobność tych ostatnich.

1/. Pierwsze, to istnienie warunków paleogeograficznych, odpowiednich dla utworzenia samej ropy naftowej, lub innych substancji bitumicznych.

2/. Drugie, to obecność skał o odpowiedniej porowatości /czasem szczelinowatości/, które mogły by stać się akumulatorami dla ropy naftowej. Oczywiście, dla powstania bogatego złoża, pokłady tego rodzaju skał muszą być odpowiednio grube.

3/. Utworzenie odpowiednich form tektonicznych dla rozdzielenia znajdujących się w zbiornikach naftowych ropy naftowej, gazu ziemnego i wody i skupienia ropy, a czasem i gazu w obrębie złoża naftowego, lub gazowego.

Jak zaznaczyliśmy, najodpowiedniejszą formą jest antyklinalne wygięcie różnych typów warstw. W pewnych wypadkach wystarcza, jak widzieliśmy, monoklinalne nachylenie warstw pod pewnym kątem, przy którym również ropa naftowa i gaz dążą do wydzielenia się i utworzenia złóż w wyższych częś-

ciach pokładów.

4/. Czwartym ważnym warunkiem jest istnienie takich czynników, które by zatrzymały w tym ruchu ku górze ropę naftową, gaz i uchroniły je od wyjścia na powierzchnię, a tym samym zabezpieczyły by złoże przed zniszczeniem z powodu wycieków ropy i odgazowania.

Są to wspomniane wielokrotnie czynniki konserwacyjne w stosunku do złoża.

Jak widzieliśmy, najlepszą formą izolacji złoża jest istnienie nieprzepuszczalnego nadkładu. Poza tym może odgrywać rolę "korka" izolacyjnego pokrywa asfaltowa. Podobne znaczenie może mieć wyklinowanie pokładu roponośnego przed osiągnięciem powierzchni, przecięcie przez uskok itd. Czasem dla nagromadzenia ropy naftowej wystarcza, nie zupełne przerwanie ruchu ropy ku górze, a tylko jego zahamowanie, jak to widzieliśmy w wypadku tarasów strukturalnych.

Wszelkie tego rodzaju przeszkody w ruchu ropy w stronę powierzchni amerykańscy geologowie określają trafnym mianem "pułapek naftowych".

Stosunki stratygraficzne złóż ropy naftowej.

Złoża ropy naftowej i gazu spotykamy we wszystkich formacjach, poczynając od kambru w dole i kończąc czwartorzędem w górze.

Pod względem dostarczonej w latach 1936 - 1938 produkcji, należy na pierwszym miejscu postawić złoża trzeciorzędowe, dające w ostatnich latach około 52% całego wydobycia, na drugim utwory paleozoiczne, dostarczające 42%; najmniej

wypada na mezozoikum z produkcją około 6%.

Według danych z lat 1859 - 1927 utwory trzeciorzędowe dały 40%, paleozoiczne 36% i mezozoiczne 22%. Widzimy więc, w ostatnich latach znaczne przesunięcie na korzyść złóż trzeciorzędowych, kosztem głównie złóż mezozoicznych.

W utworach kambryjskich są znane dotąd tylko nieznaczne występowania ropy naftowej, a szczególnie gazu w Ameryce Północnej. Utworzeniu bogatszych złóż stoi na przeszkodzie znaczne zmetamorfizowanie skał kambryjskich.

W sylurze najbogatsze złoża znajdują się w dolnej części tej formacji-w t.zw. wapieniach ordowickich. Tworzą one główny poziom roponośny w prowincji naftowej Lima- - Indiana w Stanach Zjednoczonych.

W dewonie znajdują się złoża przeważnie w prowincji Appalachskiej w Stanach Zjednoczonych.

W karbonie znajdują się liczne poziomy naftowe, przede wszystkim w prowincjach: Appalachskiej, Lima-Indiana i niektórych południowych prowincjach Stanów Zjednoczonych.

Permskie utwory posiadają złoża w zachodniej części Stanów Zjednoczonych /prowincje: Ouchita-Amarilio i Zachodniego Texasu/. W Europie z tą formacją są związane złoża Zachodniego Uralu, a częściowo obszaru Embeńskiego.

W triasie zostały dotąd spotkane tylko drobne ilości nafty.

Jura zawiera złoża naftowe w Hannowerze, w obszarze Embeńskim, zaś w Stanach Zjednoczonych niektóre złoża w prowincji Gór Skalistych.

Utwory kredowe są najbogatsze w ropę z pośród utworów mezozoicznych. Stosunkowo znaczne złoża są spotkane w Karpa-

tach, następnie zaś w Hannowerze i obszarze Embeńskim. W Stanach Zjednoczonych liczne złoża tego wieku występują przeważnie w prowincjach: Gór Skalistych, oraz w prowincji Gulfu. Kreda jest główną serią naftonośną w Meksyku.

Trzeciorzędowe utwory są najbogatsze ze wszystkich formacji.

W paleogenie spotykamy przeważnie ropę naftową w Karpatach, następnie w północnym Kaukazie /złoża Kubańskie/.

Miocen zawiera ropę naftową na Kaukazie, w obszarze Terskim /złoża: Starogroźnieńskie i Nowogroźnieńskie/. W Stanach Zjednoczonych złoża tego wieku spotykamy w Kalifornii. Do tej formacji należą również najbogatsze złoża Wenezueli, a częściowo innych krajów Południowej Ameryki.

Bogate złoża w tej formacji znajdują się w Iranie, Indiach Holenderskich i Brytyjskich, w Japonii.

W pliocenie występują najbogatsze światowe złoża. W Europie najbogatsze złoża tego wieku spotykamy w obszarze Bakińskim, oraz w południowej Rumunii. W Stanach Zjednoczonych plioceńskie złoża znajdują się w Kalifornii, oraz w prowincji Gulfu. W Azji plioceńskie złoża są spotykane w Indiach Holenderskich.

Wreszcie w czwartorzędzie są spotykane skupienia ropy naftowej w związku ze słupami solnymi w prowincji Gulfu.

Pomimo, że złoża naftowe są pod względem stratygraficznym rozrzucone po wszystkich formacjach geologicznych, to jednak daje się wydzielić następujące trzy główne skupienia stratygraficzne, a mianowicie:

1/. W końcu paleozoikum;

2/. Na granicy kredy i trzeciorzędu /głównie dolny paleogen/;

3/. W neogenie.

Należy podkreślić tu odrazu różnicę pomiędzy złożami węgla kamiennego i brunatnego z jednej strony, a złożami naftowymi z drugiej strony. Węgle są związane z mniejszą ilością formacji. Główne złoża węgli kamiennych występują właściwie tylko w karbonie i permie.

Tłumaczy się to tym, że ropa naftowa powstaje z najprostszych form organicznych, mogących się gromadzić w różnych epokach wówczas, gdy powstanie i nagromadzenie materiału roślinnego, znajdującego się na wyższych szczeblach rozwoju, jak to jest w wypadku utworzenia węgla, wymaga ku temu specjalnych warunków.

Druga różnica polega na tym, że w każdej danej miejscowości węgle są związane tylko z jedną jakąś formacją.

Tymczasem ropa naftowa w pewnym obszarze może występować w całym szeregu formacji. Tak na przykład w Hannowerze i Turyngii złoża ropy naftowej znajdują się we wszystkich formacjach, poczynając od cechsztynu w dole i kończąc trzeciorzędem w górze. Staje tu oczywiście zawsze pytanie, czy we wszystkich tych poziomach ropa znajduje się w pierwotnym złożu, czy też mamy tam do czynienia z migracją. W pierwszym wypadku mielibyśmy zadziwiającą powtarzalność w czasie pewnych cyklów zjawisk, doprowadzających do utworzenia ropy naftowej.

Warunki paleogeograficzne utworzenia złóż naftowych.

Aby zrozumieć te warunki paleograficzne, które były niezbędne dla utworzenia seryj roponośnych, powinniśmy zatrzymać się na cechach litologicznych i facjalnych, charakteryzujących te ostatnie.

Jak już widzieliśmy, w każdej serii ropnej pierwotnie bitumiczne są raczej iły, częściowo wapienie, natomiast produktywne są skały piaszczyste, do których ropa trafiła, albo w fazie biochemicznej, jak twierdzą jedni, albo też w okresie geochemicznym, według opinii innych badaczy .

Poziomy ropne w piaskowcach powtarzają się dużą ilość razy, zwłaszcza, jeśli złoże obejmuje większy odcinek stratygraficzny, jak na przykład w Borysławiu i w innych złożach karpackich, w Baku itd. W Pensylwanii i zachodniej Wirginii jest 37 poziomów, z nich 35 w piaskowcach, 1 w zlepieńcu i 1 w wapieniu. W Stanach Oklahoma i Kankas jest znanych więcej jak 40 produktywnych poziomów, wszystkie one, oprócz dwóch, są związane z piaskowcami.

W tych złożach, gdzie ropa znajduje się w wapieniach, jak na przykład w Meksyku, Ohio i innych, istnieje częściej tylko jeden poziom o znacznej grubości. Czasem tylko część takiego pokładu wapiennego jest zdolomityzowania i porowata, a wskutek tego ona jedynie może zawierać przemysłową ropę naftową. Takimi są górne partie wapienia w Tamasopo /w Meksyku/ i w Lima-Indiana.

Ogólnie biorąc, serie roponośne wszystkich lepiej znanych pól naftowych przedstawiają przewarstwienia glin, łupków, margli, piasków, piaskowców i wapieni.

Serie te noszą nieraz charakter t.zw. fliszu. Są to morskie utwory płytkowodne na ogół dość ubogie w szczątki organiczne. Są one złożone z naprzemianległych, przeważnie cienkich warstw piaskowców, iłów, łupków i margli. Wapienie, o ile występują, są w postaci cienkich warstewek. Tego rodzaju utwory występują w Alpach, Karpatach naszych i rumuńskich,

na Kaukazie, oraz w Pensylwanii i Oklahoma. Lecz nazwa fliszu jest używana zwykle w odniesieniu do utworów Alpejskich i Karpackich, obejmujących serię warstw od kredy w dole i kończąc oligocenem w górze.

Inny typ utworów roponośnych jest przedstawiony na przykład w Kalifornii, gdzie występują łupki diatomowe i inne organiczne utwory; w Rumunii w neogenie występują gliny i piaski czasem z warstwami lignitu. W Pechelbronn są to margle /czasem z gipsem/, piaskowce, wapienie, czasem również warstwy lignitu. Wszystkie te utwory nie mają cech fliszu, lecz są typowymi utworami brzeżnymi, lub nawet lagunowymi, które są przewarstwione utworami lądowymi /lignit/, przy czym ta zamiana odbywa się nie tylko w kierunku pionowym, lecz i poziomym /zmiany facjalne/.

W Baku i w ogóle na półwyspie Apszerońskim, seria produktywna jest utworem lądowym, częściowo powstałym w jeziorach na rozległym lądzie popontyjskim. Częściowo zaś jest ona utworem deltowym.

Ostatnio jest wypowiadany pogląd /Baturin/, oparty na szczegółowej analizie petrograficznej materiału, z którego są złożone piaskowce serii produktywnej na półwyspie Apszerońskim, że posiadają one materiał zniesiony z obszarów leżących na północ, wschód i zachód od tego półwyspu. Stąd wniosek, że są to utwory deltowe i że do tych delt znosiły materiał z trzech stron świata rzeki, odpowiadające dzisiejszym rzekom :Wołdze, Kurze i Amu-Darii.

Pierwsze dwie wpadają obecnie do Morza Kaspijskiego, trzecia wpada do jeziora Aralskiego, leżącego na wschód od tego morza.

Trudno jest dać ogólną charakterystykę litologiczną wszystkich serii naftowych. Można jedynie powiedzieć, że tworzą one często przewarstwione serie piasków /piaskowców/ i iłów /łupków/ albo też iłów, margli i wapieni.

Jednolite, grube pokłady piasków i piaskowców są stosunkowo rzadkie, mamy przeważnie do czynienia z warstwami, zmieniającymi wciąż swą miąższość i często wyklinowującymi się.

Pokłady wapieni są więcej stałymi. Znaczna rozciągłość ropnych serii, którą obserwujemy na przykład w Appalachach, Mid-Continent, Kalifornii, w Karpatach, nasuwa przypuszczenie o ich sedymentacji wzdłuż brzegu lądu, gdzie się mogła nagromadzić większa ilość materiału organicznego i gdzie przy częstej zmianie siły i kierunku prądów miało miejsce segregowanie materiału skalnego; możliwe jest również tworzenie się warstw w lagunach, rozmieszczonych na ogół równolegle do brzegu. Czasem zaś mamy do czynienia z sedymentacją w deltach rzek. Tego rodzaju pochodzenie przypisują, jak tylko co widzieliśmy, niektórzy badacze, słynnej serii produktywnej obszaru Apszerońskiego.

Z poprzedniego wynika, jak trudno jest dać ogólną charakterystykę seryj roponośnych.

Widzimy różne wykształcenia tych seryj, nawet z tak zasadniczego punktu widzenia, jak morskie, lub lądowe pochodzenie. Ogólnie można powiedzieć, że przeważa wśród roponośnych utworów morski typ, lecz, jak to podkreślaliśmy, niektóre poważne obszary naftowe, jak Apszeron, lub południowa Rumunia, zawierają ropę w utworach lądowych.

Jeśli więc stajemy na punkcie widzenia teorii pierwotnego, lub sedymentacyjno-diagenetycznego pochodzenia złóż naftowych, to powinniśmy przyjąć, że nagromadzenie i zamiana materiału organicznego w ropę naftową, mogły się odbywać nie tylko w warunkach morskich, lecz i lądowych, aczkolwiek ten ostatni wypadek jest konstatowany znacznie rzadziej.

Znany geolog naftowy Kreici Graf, wspomina o występowaniu w seriach roponośnych warstw i soczewek węglowych, jak na przykład w południowej Rumunii; wspomina przy tym, że były w swoim czasie wysuwane przypuszczenia pochodzenia ropy naftowej z węgla. Teoria ta jednak nie daje się utrzymać, choćby wskutek rzadkości tego rodzaju przewarstwienia i nieznacznych pokładów węgla.

Przeczą również temu i znane fakty występowania w jednym profilu w górze warstw węglonośnych, w dole zaś roponośnych. Ma to miejsce w niektórych prowincjach naftowych Stanów Zjednoczonych, jak na przykład w Appalachskiej prowincji, gdzie w formacji karbońskiej pod bogatymi węglonośnymi utworami pensylwańskimi, leżą również bogate naftonośne utwory serii mississippskiej. Otóż przy genetycznym związku między węglem, a ropą naftową powinny by mieć miejsce odwrotne stosunki, węgiel musiał by być w dole, zaś ropa naftowa w górze.

Tymczasem mamy tu po prostu zmianę warunków paleogeograficznych. Przybrzeżny zalew morski epoki mississippskiej cofnął się i w następnym okresie pensylwańskim powstał okres lądowy z licznymi lagunami i jeziorzyskami, gdzie się utworzyły pokłady węgla.

Szereg badaczy podkreśla wspólne występowanie ropy naftowej i solanek, oraz obecność w niektórych seriach roponośnych i gazonośnych złóż solnych. Przykładem tego rodzaju wspólnego występowania służą Karpaty, gdzie nietylko ropie naftowej towarzyszą solanki, lecz i odwrotnie, w solach są spotykane gazy ziemne.

Fakty te spowodowały w swoim czasie wypowiedzenie przez znanego badacza złóż naftowych w Rumunii - Mrazeca - opinii, że mioceńska seria solnośna jest serią macierzystą w stosunku do złóż naftowych. Teoria ta jednak nie dała się utrzymać.

Ostatnio w dążeniu do syntezy zjawisk geologicznych poczęto wydzielać obszary o wspólnych cechach geologicznych. Powstało w ten sposób pojęcie o prowincjach geologicznych. Najwięcej znanym jest podział na prowincje petrograficzne i prowincje, z punktu widzenia znajdujących się w nich złóż.

Prowincja petrograficzna jest to obszar, zawierający skały/przeważnie wybuchowe/, posiadające pewne wspólne cechy petrograficzne, wynikające zwykle ze wspólnej ich genezy.

Co do prowincji z punktu widzenia złóż minerałów użytecznych, to z początku poczęto wydzielać pewne prowincje metalogeniczne, zawierające pewne typy złóż rud o jednakowym, ogólnie biorąc, pochodzeniu.

Obecnie wydzielają również i prowincje naftowe.

Mianem prowincji naftowej obejmują rozległy nieraz obszar, związany w mniejszym, lub większym stopniu z pewną jednostką geologiczną we wielkim stylu, np. z grzbietem górskim.

Taki obszar górski, związany wspólnym okresem sedymentacyjnym i wspólnym, ogólnie biorąc, cyklem zjawisk tek-

tonicznych, posiada zwykle i złoża naftowe, zasadniczo zbliżone co do charakteru warstw je tworzących i co do typu tektonicznego.

Można mówić o prowincjach mniejszych i większych, tak na przykład można mówić o prowincji naftowej, związanej z obszarem sfałdowań alpejskich w Europie i Azji Zachodniej i można wydzielić tu prowincje w mniejszej skali wzdłuż biegu tych sfałdowań i mówić o prowincji Karpackiej, Kaukazkiej, Fergańskiej, złożach północnego Iranu, Południowego Iranu, Iraku. Te ostatnie złoża są związane z łukiem irańskim. Można również wydzielić tu, jak w każdym innym grzbiecie, złoża, związane z samym grzbietem i złoża, występujące w jego przedgórzu. Tak można mówić o prowincji Karpackiej /w ścisłym tego słowa znaczeniu/ i o prowincji podkarpackiej. Najczęściej w praktyce dzielą obszary naftowe pewnych krajów na pewne prowincje. Dajmy na to, mówią, że złoża naftowe Rumunii należą do dwóch prowincji: Karpackiej i Przedkarpackiej. Ropne pola Nizmiec, Emby i obszaru Nadwołżańskiego są położone w obrębie słabszych stosunkowo ruchów orogenicznych, które miały miejsce w okresie przedtrzeciorzędowym, w strefach, znajdujących się poza sfałdowaniami typu alpejskiego.

Pola Brzeźnej prowincji Stanów Zjednoczonych /Gulf Coast/ i Meksyku leżą w obwodzie orogenicznym płaskowzgórza Ozark i grzbietu Sierra Madre, a o ile chodzi o południowy Meksyk, to i gór Chiapas. Prowincja Gór Skalistych jest zaś związana z przedgórzami łańcucha Rocky Mount.

Jako wspólną cechę wszystkich prowincji naftowych należy podkreślić, że żadna z nich nie znajduje się w gwałto-

nie zaburzonych i najwyżej wzniesionych, środkowych częściach grzbietów. Są one natomiast zwykle rozmieszczone w strefach brzeżnych, okalających właściwe grzbiety górskie.

Jak już widzieliśmy, gdy studiowaliśmy skład litologiczny seryj roponośnych, nie są to utwory głębokowodne, które by mogły powstać w obszernych zapadliskach, geosynklinach, lecz są to utwory brzeżne, przechodzące nieraz w słodkowodne. Należy tu podkreślić znaczną nieraz miąższość serii roponośnych, nie tylko przy większej rozpiętości czasu ich sedymentacji, co ma miejsce w tych wypadkach, gdy seria ta obejmuje kilka formacji geologicznych, lecz nawet wtedy, gdy wchodzi w grę jedna tylko geologiczna epoka, jak na przykład środkowy pliocen w Baku /1.300 - 1.400 m/, lub w obszarach rumuńskich Moreni, Baicoi i in. /około 400 m/.

Pewne prowincje mogą obejmować szereg form tektonicznych, t.zw. drugiego i trzeciego stopnia, jak na przykład Karpaty z ich strefami, wewnętrzną i zewnętrzną i całym szeregiem płaszczowin, skib, oraz poszczególnych fałdów.

Na tej podstawie tektonicznej starają się obecnie wydzielić w Stanach Zjednoczonych 11 prowincji naftowych.

Są to jednak jeszcze raczej próby i dla przeprowadzenia takiego podziału jest potrzebna bardzo szczegółowa znajomość danych obszarów. Przy braku takich danych jest raczej wskazanym, zachować podział na prowincje o charakterze geograficznym. Tak w Polsce wyróżniamy prowincje: Karpacką, Podkarpacką i Wielkopolską. Rozmieszczenie prowincji naftowych wykazuje ich stały związek z grzbietami górskimi. Tak prowincje; karpacka, kaukazka, włoska, są związane z grzbie-

tami Karpat, Kaukazu i Apenin. W Iranie i Iraku złoża ropne są wyciągnięte, jak widzieliśmy, wzdłuż wielkiego łuku Irańskiego. Wszystkie te prowincje są związane z Alpejskim systemem sfałdowań.

Pola Sumatry, Jawy, Birmy i Assamu, znajdują się na zakończeniach grzbietów, stanowiących trzon tych wysp i półwyspu.

Pola zachodniego brzegu Ameryki Północnej i Południowej są związane z przedgórzami Sierra Nevady i Andów.

Wszystkie te prowincje znajdują się w związku z fazami górotwórczymi w okresie od kredy do najnowszego trzeciorzędu, czyli fazami orogenicznymi Alpidów.

Można również ustalić związek pewnych obszarów naftowych z niektórymi jednostkami orogenicznymi wieku hercyńskiego, jak na przykład w Stanach Zjednoczonych, w prowincjach: Appalachskiej, w szeregu prowincji, połączonych wspólną nazwą Mid Continent, lub też w Uchcie. Ustalenie zależności rozmieszczenia prowincji ropnych od warunków paleogeograficznych, w szczególności od faz orogenicznych, pozwala odwrotnie, przy pomocy analizy tych faz, a więc od-tworzenia obszaru rozmieszczenia granic lądów i wód w tych epokach i ustalenia stopnia metamorfizacji każdej serii utworów, ustalić, chociażby w ogólnych zarysach obszary, które mogą wchodzić w grę, jako odpowiednie dla występowania w nich seryj roponośnych. Odnośne badania mogą stanowić pierwszą podstawę przy poszukiwaniu różnych obszarów ropy naftowej.

Niektóre serie roponośne wykazują, jak już wspominaliśmy, znaczną miąższość.

Tak na przykład seria produktywna w Baku posiada miąż-

szość 1.300 m. Karbon roponośny w Oklahoma i Kanzas 500 - - 3.000 m. Może to być wytłumaczone tylko ciągłym stanem równowagi pomiędzy stopniowym zanurzaniem się podłoża, a dostarczaniem w odpowiedniej ilości materiału sedymentacyjnego z bliskiego lądu, lub w ogóle z pewnych wyniosłości, ulegających denudacji.

Omówiliśmy już poprzednio przyczyny, związane z okresem sedymentacji, dla których nie powinniśmy się spodziewać poważniejszych seryj ropnych wewnątrz grzbietów górskich, a raczej na ich przedgórzach; wypadnie teraz z kolei zatrzymać się i na przyczynach natury tektonicznej.

Jeśli nawet i powstały wewnątrz grzbietów górskich serie ropne, to pod wpływem silnego ciśnienia mogły one ulec daleko idącej metamorfizacji, która w stosunku do węglowodorów mogła wyrazić się, jak zaraz zobaczymy, raczej w ich przemianie w formy końcowe, t.j. węgiel i gaz. Rzeczywiście, węgiel można stwierdzić w takich seriach w postaci cienkich warstewek, silnie skarbonizowanych, zaś co do gazów, to te musiały oczywiście zostać przeważnie wyciśnięte ze skał.

Drugą przyczyną destrukcji złóż naftowych w takich silnie tektonicznie sdeformowanych obszarach, jest zmniejszenie się porowatości skał.

Tym się więc również tłumaczy fakt, dlaczego w większych grzbietach górskich z okresu alpejskiego, a więc uległych silnemu ciśnieniu tektonicznemu, spotykamy większe złoża naftowe w strefach przedgórza, gdzie występują utwory przeważnie wieku kredowego i trzeciorzędowego.

Konserwacja złóż, związanych z utworami paleozoicznymi, mogła mieć miejsce więc tylko w tych wypadkach, gdy serie te zostały słabo pofałdowane w jednej z pierwszych faz orogenezy, następnie zaś pozostały one poza wpływem późniejszych faz orogenicznych.

Metamorfizm w odniesieniu do złóż naftowych.

Złoża naftowe ulegają metamorfizmowi, podobnie jak i złoża węglowe. Powinniśmy zatrzymać się po krótce na wynikach tego rodzaju wpływów.

Odbija się to przede wszystkim na składzie chemicznym i właściwościach fizycznych rop naftowych. Stwierdzono mianowicie, że w obszarach, lub częściach obszarów naftowych, które uległy silniejszemu ciśnieniu tektonicznemu, zwiększa się zawartość rop lekkich, parafinowych. Odnosi się to nawet do ropy, zawartej w jednym i tym samym pokładzie. Tak w piaskowcu Borysławskim najbardziej parafinowy, lekki charakter nosi ropa, znajdująca się w przegięciu /czole/ wgłębnej antykliny, gdzie wpływ ciśnienia był największy. W obszarach najsilniejszego ciśnienia tektonicznego metamorfizm ropy dochodzi do kresu i ropa zamienia się częściowo w gaz ziemny, częściowo zaś przechodzi w substancję węglową.

Oczywiście metamorfizm wywiera jednocześnie wpływ na charakter skał, robiąc je zwięzłymi, a więc mniej odpowiednimi do akumulacji ropy naftowej. W wyniku tego wszystkiego w obszarach silniej zmetamorfizowanych nie możemy się spodziewać obecności złóż naftowych.

Wyjątkowe warunki dla zestawienia wpływu metamorfizmu na złoża ropy naftowej i złoża węgla, przedstawia obszar Apalachski, gdzie w jednym i tym samym profilu w górnej części karbonu /warstwy pensylwańskie/ znajdują się złoża węgla, zaś w dolnej części /warstwy mississippskie/-złoża naftowe. Uległy więc te dwojakiego rodzaju złoża, na ogół jednakowemu wpływowi tektonicznemu.

Badając charakter tego wpływu, amerykański geolog White ustalił teorię, noszącą nazwę "Carbon - Ratio". Według tej teorii tam, gdzie mamy węgle o mniejszym stopniu owęglenia /gazowo-płomienne i gazowe /, tam pod nimi leżą złoża naftowe, zawierające ropę ciężką, asfaltową. Tam, gdzie węgiel należy do typu tłustego /koksowniczego/, spotykamy pod nim ropę lekką, parafinową. Wreszcie w obszarach najsilniejszego metamorfizmu, gdzie węgle przeszły w antracyty, tam leżą w serii mississippskiej tylko złoża gazowe. Co do ropy, to spotykamy tam tylko jej ślady.

Ocena złóż naftowych.

Odrębność złóż naftowych w stosunku do złóż innych minerałów użytecznych przejawia się jaskrawo przy ocenie przemysłowej wartości złóż.

Pierwsza zasadnicza różnica polega na tym, że, jak to już omawialiśmy, przy zwykłych minerałach użytecznych intensywność objawów zewnętrznych świadczy na ogół o zasobności złóż, dajmy na to węgla, rud itd. Inaczej jest ze złożami naftowymi, lub gazowymi. Tu intensywność wycieków ropnych, lub wydzieleń gazu świadczy raczej o samozniszczeniu złoża.

Najlepszymi złożami naftowo-gazowymi okazują się zwykle te, które nie dają żadnych zewnętrznych oznak, są przykryte przez gruby, nieprzepuszczalny nadkład i zostały odkryte na mocy ogólnych przesłanek geologicznych.

Przy ocenie złóż na pierwszym miejscu stoi wielkość zasobów danego złoża, czy też pewnego obszaru węglonośnego, rudonośnego itd.

Tu, jak zobaczymy później, zaznacza się duża odrębność złóż naftowo-gazowych.

W grupie czynników, które nazywamy warunkami geologicznymi złoża, występuje u złóż naftowych nowy czynnik, nieznany w innych złożach, a który możemy nazwać ustrojem /reżimem/ złożowym.

Pod reżimem złoża należy rozumieć te siły, które działają na ropę naftową, znajdującą się w danym złożu i które wywierają wpływ dominujący na charakter eksploatacji złoża.

Wśród tych czynników należy na pierwszym miejscu postawić następujące trzy: są to dwa czynniki aktywne, a mianowicie: a/. ciśnienie wody okalającej i b/. ciśnienie gazowe; a trzeci czynnik passywny jest to stopień przepuszczalności złoża, wywołujący większy lub mniejszy opór przy ruchu ropy. Mniejszą rolę już odgrywa typ ropy naftowej, głównie jej lepkość i przyczepność. Zależnie od kombinacji tych wszystkich czynników, ustala się klasyfikację złóż z punktu widzenia ich reżimu. Reżim złoża może być różny dla różnych części złoża i zmienia się nieraz już w czasie jego eksploatacji.

O wpływie czynnika hydrostatycznego, artezyjskiego, mówiliśmy już w swoim czasie. Jeśli ciśnienie tej wody

jest silne, a przepuszczalność pokładu jest duża, to spadek ciśnienia w jakim bądź punkcie eksploatacji /szyb naftowy/ bardzo prędko kompensuje się. W takim wypadku będziemy mieli mniej, lub więcej stałą produkcję szybu. Należy tylko podkreślić, że pod tą stałą produkcją należy rozumieć sumaryczną ilość ropy naftowej i wody. Z początku będzie się produkować czystą ropę, potem ropę z coraz większą domieszką wody. Tego rodzaju reżim nosi nazwę hydraulicznego.

Ten typ złóż obserwujemy w Bibi Eibacie, Nowogroźnieńskim terenie, w niektórych poziomach Borysławia, następnie w wapieniach Meksyku i Iranu.

Nie ma jednak zwykle takich złóż o reżimie hydraulicznym, w których nie spotkalibyśmy się z pewnym wpływem czynnika gazowego, szczególnie w pierwszym okresie eksploatacji złoża. W tym ostatnim wypadku reżim nosi nazwę wolumetrycznego.

Inny reżim ma miejsce, gdy głównym czynnikiem jest ciśnienie gazu. Płyn w złożu ulega prawu hydrostatyki; ciśnienie w miarę eksploatacji stopniowo spada, zaś produkcja zmniejsza się w dość szybkim tempie. Ten reżim nosi nazwę gazowego w ścisłym tego słowa znaczeniu. Amerykańscy badacze nazywają go kapilarnym.

Trzeci reżim ma miejsce, gdy możemy mieć nawet znaczne ilości gazów, lecz złoże jest tak słabo przepuszczalne, że energia tego gazu nie jest w stanie uruchomić całej ilości ropy i gazów we włoskowatych kanałach wobec specjalnych praw, którym ulega ropa wskutek siły włoskowatości /wzajemne przyciąganie cząsteczek tej samej substancji, lub innych/. Odległość między szybami przy tym reżimie jest

najmniejsza, gdyż sfera drenażu szybu jest najbardziej ograniczona.

Co do tempa eksploatacji, to złoża o większej przepuszczalności i silnym ciśnieniu gazowym, a szczególnie wodnym, mogą być wyeksploatowane prędzej i mniejszą ilością szybów.

Jednocześnie w zbiornikach dobrze przepuszczalnych współczynnik wydajności jest znacznie wyższy. O odnośnych cyfrach będziemy mówić nieco później.

Ważną rzeczą jest ustalenie ekonomicznie najlepszej odległości między szybami. Może to być określone w drodze eksperymentalnej. Jako maksymalną należy przyjąć taką odległość, po przekroczeniu której jeden szyb przestaje oddziaływać na drugi. Może pozostawać wtedy między nimi nieco przestrzeni, nie objętej eksploatacją.

Co do minimum odległości między szybami i tempa eksploatacji, to należy stwierdzić, że, zagęszczając sieć szybów, najprędzej i najkompletniej wyeksploatujemy złoże, lecz tu wchodzi w grę czynnik ekonomiczny w postaci kosztów wierceń. Zależy to znów w znacznej mierze od głębokości tych ostatnich.

Odgrywa też dużą rolę i cena ropy. Sprowadza się więc sprawa do kalkulacji, czy przy danej cenie ropy i danych kosztach wierceń spotęgować zagęszczenie sieci szybów, aby wziąć pewną dodatkową ilość ropy, czy też będzie ekonomiczniej zostawić ją w złożu. Naturalnie przy tym może powstać i powstaje zwykle kwestia zastosowania technicznych metod, zwiększających wydajność przy tej samej ilości szybów /podtrzymanie, czy też odnowienie ciśnienia, przepłukiwanie gorącą wodą itd/, lub też w pewnych specjalnych warun-

kach kwestia zastosowania podziemnej odbudowy górniczej.

Metody obliczania zasobów złóż naftowych.

Specjalne cechy złóż naftowych z punktu widzenia obliczania zasobów.

Przy obliczaniu zasobów złóż minerałów użytecznych o konsystencji stałej zasadniczą kwestią dla geologa jest określenie objętości /kubatury/ danego złoża, posiadającego formę pokładu, lub pokładów, żył, gniazd itd. Określenie tej objętości otrzymuje się drogą możliwie skrupulatnego geologicznego i górniczego zbadania danego obszaru. Skoro tylko objętość ta jest obliczona, można uważać dla całego szeregu minerałów użytecznych sprawę za załatwioną i znając ciężar właściwy minerału, można dać cyfrę zasobów danego złoża, czy też całego terenu.

Dla szeregu złóż poszczególnych kruszców sprawa komplikuje się wskutek konieczności określenia procentowej zawartości danego kruszcu w masie, tworzącej złoże, co przy niejednolitym charakterze tego ostatniego przedstawia nieraz pewne trudności. Lecz i w tym wypadku geolog, czyniący obliczenia, ma zwykle odpowiedni materiał w postaci prób, wziętych w poszczególnych częściach złóż odbudowywanych. Nawet w złożach, znajdujących się w stadium robót poszukiwawczych, istnieje możność zebrania takich prób, chociaż w mniejszym stopniu odtwarzających charakter złoża, mianowicie z odsłonięć, szurfów, lub też otworów wiertniczych, szczególnie, gdy te ostatnie są prowadzone systemem obrotowym.

Dla złóż naftowych określenie objętości warstw roponośnych w danym obszarze odbywa się przy należytej ilości

otworów wiertniczych względnie łatwo, chociaż brzeżny charakter utworów naftonośnych w olbrzymiej większości złóż naftowych, a co za tym idzie, zmienny charakter litologiczny warstw, utrudnia nieraz w znacznym stopniu to zadanie. Lecz otrzymanie owej cyfry objętości jest dla złóż naftowych tylko pierwszym i przy tym najłatwiejszym krokiem przy obliczaniu zasobów. Jest tu jeszcze niezbędny cały szereg danych, których określenie jest związane z wielkimi trudnościami.

Po pierwsze, należy określić porowatość warstw roponośnych, czyli procentowy stosunek objętości wszystkich por w skale do całej objętości tej skały. Porowatość zależy od czynników, które przy /wspomnianym/ brzeżnym charakterze utworów i przy tym w warunkach nieraz bardzo skomplikowanych z punktu widzenia tektoniki, ulegają nader znacznym zmianom, wskutek tego z trudem daje się ująć w postaci pewnych cyfr, szczególnie, jeśli operujemy materiałem, dostarczonym przez szyby naftowe. Określenie porowatości może się odbywać drogą eksperymentalną, lecz należy przypomnieć, że doświadczenia nad okazami skał, wydobytymi z szybów na powierzchnię nie zawsze będą odpowiadały tym warunkom, w jakich te skały znajdowały się w łonie ziemi.

Drugim elementem niezbędnym dla obliczeń, jest stopień nasycenia skały ropą, t.j. jakby stopień wykorzystania przez ropę tych por, które się w danej skale znajdują. Zależy on znów od szeregu czynników, mianowicie od charakteru ropy, ciśnienia tektonicznego i gazowego. /Wszystkie te czynniki określają jednak tylko, że tak powiem, maksymalną zdolność ropy do nasycenia por w danych warunkach./ Trzeba się jeszcze liczyć bardzo poważnie z tym, że nieraz różne części pokładów są nasycone w niejednakowym stopniu

w zależności od tych, czy innych warunków powstania samego złoża, następnie pewne części pokładów, leżące bliżej powierzchni, mogą być częściowo wyczerpane wskutek naturalnych wycieków ropy, wreszcie cały szereg komplikacji powstaje w czasie eksploatacji pól, gdy do pokładów ropnych przedziera się woda i tu spotykamy ropę zmieszaną z tą ostatnią. Widzimy więc, jak trudno jest ująć w postaci pewnej cyfry stopień faktycznego nasycenia pokładów w granicach jednostki powierzchni, lub objętości.

Należy się następnie liczyć z tym, że nie cała ropa, zawarta w skale, może być z niej wydobyta w czasie eksploatacji. Musimy się liczyć z tak zwaną wydajnością skały. Wydajność zależy również od typu ropy, ilości gazów w niej zawartych i szeregu innych czynników. Może być ona zwiększona przez zastosowanie różnych sposobów technicznych, jak oddziaływanie na złoże za pomocą ciśnienia zgęszczonego powietrza, lub gazu, wtłaczanego przez szyby, t.zw. ługowanie za pomocą gorącej wody itd. Wprowadza się więc znów do obliczenia element trudny do określenia cyfrowego.

Lecz na tym jeszcze trudności się nie kończą. Przy obliczeniach zapasów minerałów użytecznych-stałych możemy mówić o zapasach, znajdujących się w złożach o pewnych granicach, oznaczonych na powierzchni i do pewnej głębokości. Wszystkie te zasoby, które się okażą poza tymi granicami, nie mogą, rzecz oczywista, wpłynąć na tę ogólną ilość danego minerału stałego, która może być otrzymana drogą kompletnego wyeksploatowania złoża danej objętości. Złoża naftowe, w których mamy do czynienia z płynem, znajdują się z tego punktu widzenia w warunkach zgoła odmiennych. Tu przy robotach eksploatacyjnych, prowadzonych w pewnym obszarze, może mieć miejsce w miarę wyczerpywania się jego za-

/sobów

pewien dopływ ropy z tych części złoża, które są narazie poza granicami eksploatacji. Najłatwiej może się to uskutecznić drogą dopływu w samych warstwach, będących w eksploatacji, w kierunku ich rozciągłości, lub też upadu , w tym ostatnim przypadku ropa może się podnosić z dołu pod wpływem ciśnienia, wywieranego przez wodę, znajdującą się zwykle w głębszych częściach warstw roponośnych. W poszczególnych przypadkach może mieć również miejsce dopływ ropy z innych, zwykle niżej leżących pokładów, drogą filtracji przez skały, dzielące poszczególne pokłady, lub też szczeliny uskokowe. Skala tego rodzaju przenikania ropy z dołu do warstw wyżej leżących jest, jak wspominaliśmy, przedmiotem namiętnych sporów między geologami. Wskazana tylko co ruchliwość ropy w granicach danego złoża wymaga przy obliczeniach zasobów, o ile to możliwe, przedwstępnego określenia granic całego złoża w kierunku poziomym i przyjęcia pod uwagę możliwie wszystkich pokładów w kierunku pionowym.

Najważniejsze jest wykonanie pierwszego warunku. Utrudnia to niezmiernie obliczenia zasobów w początkowych latach eksploatacji złoża, gdy roboty są zwykle ześrodkowane tylko w części złoża i w warstwach, względnie wyżej leżących. Nawet dla obszarów dokładnie zbadanych, w których moglibyśmy już oznaczyć niezbędne granice i obliczyć zasoby całego złoża, spotykamy się z komplikacjami, gdy zechcemy określić zasoby poszczególnych części tego złoża, należących np. do różnych grup przemysłowych. Albowiem, gdy pewna część terenu naftowego, która w danej chwili zawiera określenie ilości ropy, będzie w czasie swej eksploatacji otoczona przez obszary wolne od robót, to da ona w sumie większe ilości ropy, niż te, które były dla niej na początku eksploatacji obli-

czone; oczywiście wskutek dopływu z tych obszarów sąsiednich. Naodwrót obszar, okrążony jeszcze przed wejściem w stadium eksploatacji przez pola usilnie eksploatowane, da mniej ropy, niż tego można byłoby się spodziewać, gdyż sąsiednie szyby odciągną do siebie część jego zasobów.

Jak więc widzimy, zwykła metoda obliczania zasobów, stosowana do stałych minerałów użytecznych, którą można nazwać metodą objętościową, w zastosowaniu do złóż naftowych napotyka na szereg trudności, które pozwalają na jej zastosowanie tylko do ograniczonej ilości złóż specjalnego typu.

Jako przykład tego typu może nam służyć złoże lekkiej ropy w terenie Majkopskim na Kaukazie. Złoże to, jak widzieliśmy, składa się z szeregu soczewek piaszczystych, wypełniających wydłużone w kształcie rzecznego koryta zagłębienie na powierzchni glin oligocenu środkowego; koryto to jest przykryte przez gliny górno-oligoceńskie. Wspomniane soczewki piasku roponośnego są zupełnie, lub prawie zupełnie od siebie izolowane; granice ich, dzięki dużej ilości szybów, są dość dokładnie oznaczone; są to soczewki prawie zupełnie pozbawione wody. Słowem, mamy tu te wyjątkowe warunki, które pozwalają wykorzystać objętościową metodę.

c Zajmiemy się teraz kwestią tych metod, które możnaby było zastosować do obliczania zasobów na terenach naftowych o typach szerzej rozpowszechnionych .

Te specyficzne własności złóż naftowych, które utrudniają, jak widzieliśmy, stosowanie zwyczajnej metody objętościowej, pozwalają odwrotnie wykorzystać metody specjalne, nie mogące mieć zastosowania do minerałów o konsystencji stałej. Mam tu na myśli metody, w których osnowie leży równoczesne wykorzystanie danych geologicznych, oraz danych, które znajdujemy w statystyce wydobycia z danego złoża, czy też całego terenu naftowego.

Przy eksploatacji stałych minerałów użytecznych cyfry wydobycia w kopalniach, eksploatujących dane złoże, czy też w pewnych jednostkach wewnątrz kopalni /pole/ w pewnym okresie czasu, zależą od stopnia technicznego udoskonalenia robót, intensywności pracy i innych warunków i są w słabym tylko związku ze zasobami, znajdującymi się w danym złożu, czy też części jego, znajdującej się w eksploatacji.

Większa, lub mniejsza cyfra zasobów może tylko uzasadnić długość okresu eksploatacyjnego dla złoża, lub jego części eksploatowanej przez kopalnię, czy szyb poszczególny. Przy należytej organizacji robót można zachować do samego prawie końca eksploatacji, roczne, czy też miesięczne wydobycie na pewnym przeciętnym poziomie. Jeśli zaś czasem ku końcowi eksploatacji daje się zauważyć spadek produkcji wskutek stopniowego wyczerpania się złoża, to w każdym razie nie możemy w tym widzieć materiału dla oceny jego zapasów.

Eksploatacja złóż naftowych znajduje się we wręcz innych warunkach. Tu cyfry wydobycia poszczególnych jednostek kopalnianych, którymi są tu szyby naftowe, zależą w daleko mniejszym stopniu od ludzkiej woli i odwrotnie, podlegają pewnym prawom przyrodzonym, które ze swej strony są w ścisłym związku z bogactwem złoża, warunkami rozmieszczenia ropy naftowej w złożu, oraz ze stopniem wyczerpania tego ostatniego. Od woli ludzkiej zależy zwiększenie wydobycia za pomocą zwiększenia ilości eksploatowanych szybów. Lecz zwiększenie przeciętnej wydajności tych szybów leży przeważnie poza granicami możliwości. Są stosowane co prawda, różne sposoby techniczne, mające na celu zwiększenie tej wydajności. Już wspominaliśmy o stosowaniu zgęszczonego

powietrza, ługowaniu za pomocą gorącej wody itd, lecz wpływ tych wszystkich czynności technicznych nie jest na ogół znaczny i znajduje się w pewnych granicach, określonych znów przez warunki przyrodzone danego złoża naftowego.

Skoro zaś wydobycie z szybu reguluje się pewnymi prawami, zależnymi od warunków, w jakich się dane złoże znajduje, a przede wszystkim od zasobów jego, jako całości i jego poszczególnych części, oraz od stopnia jego wyczerpania, to można w badaniu tych praw szukać drogi do rozwiązania kwestii obliczenia zasobów naftowych.

Statystyczne metody obliczenia zasobów złóż naftowych.

Istnieje cały szereg metod, w osnowie których leży wykorzystanie statystyki wydobycia w danym obszarze.

Zatrzymamy się na kilku z liczby tych metod.

1/. Beal doszedł do wniosku, że dla amerykańskich złóż produkcja otworu w drugim roku eksploatacji waha się zwykle w granicach 35 - 75% produkcji pierwszego roku i że sumaryczna wydajność szybu stanowi 2--5--krotną wydobycia pierwszego roku.

Obliczenia dla szeregu szybów w Mraźnicy /południowa część Borysławia/ dały podobne wyniki, co do sumarycznego wydobycia w procentach pierwszego roku, a mianowicie: 160 - 454% . Natomiast co do produkcji w drugim roku, to wyniosła ona 45 - 93% wydajności w pierwszym roku, czyli przekroczyła ona nieco odnośne cyfry dla złóż amerykańskich.

Ogólne wydobycie jest w procentach tym większe, im mniejszy jest spadek wydajności w drugim roku.

Można więc tą metodą, znając produkcję szybu w pierwszych dwóch latach eksploatacji,/a w pewnym przybliżeniu, opierając się tylko na cyfrze pierwszego roku/, obliczyć całe wydobycie z danego szybu. Aby przejść do obliczenia zasobów całego złoża, lub też pola, powinniśmy określić, jaka będzie przeciętna wydajność pierwszego roku eksploatacji przy maksymalnej dla tego pola ilości szybów. Do tej strony zagadnienia wrócimy jeszcze poniżej.

2/. Na tej samej zasadzie jest oparte wykreślanie t.zw. krzywych wyliczonych.

Zasada wykreślania tego rodzaju krzywych jest następująca: Na osi odciętych szukamy wartości, odpowiadającej wydajności danego otworu w pierwszym roku jego eksploatacji; zależnie od spadku produkcji w drugim roku eksploatacji, obliczamy całkowite wydobycie otworu, będące wielokrotnością wydajności w pierwszym roku; na takce znalezionej rzędnej zaznaczamy punkt, odpowiadający danej odciętej.

W ten sposób określamy na papierze położenie różnych szybów danego pola naftowego. Gdyby stosunek wydajności całkowitej do wydajności w pierwszym roku był jednakowy dla wszystkich otworów, to wszystkie szyby leżałyby na jednej linii. W rzeczywistości notujemy cały szereg odchyleń w jedną, lub drugą stronę i w rezultacie otrzymujemy nie linię, a jakby wyciągnięty snop punktów. W tym "snopie" możemy wykreślić pewną przeciętną krzywą, która charakteryzuje dane pole i dany poziom.

Na fig. 39 widzimy krzywą, wykreśloną dla jednego z pól w Oklahoma. Tego rodzaju krzywe pozwalają na mocy

danych rezultatów eksploatacji w pierwszym jej roku, określić sumaryczne wydobycie otworu przez cały czas eksploatacji.

3/. Metoda przeciętnych krzywych spadku produkcji. Metoda ta jest oparta na twierdzeniu, że o ile dwa szyby, lub dwie grupy szybów, założonych w jednakowych warunkach geologicznych, dają w jakimś roku ich życia, /który może być równym dla każdego szybu, lub każdej grupy/, jednakowe wydobycie, to ich dalsza sumaryczna produkcja będzie jednakową, niezależnie od długości okresu, w którym każda z grup będzie eksploatowana. To znaczy, że t.zw. szanse dalszej produkcji są jednakowe. Jest to t.zw. "prawo jednakowych szans".

Prawo to nie może być jednak stosowane do szybów, produkujących pod ciśnieniem hydrostatycznym.

Przy tej metodzie ustala się przeciętną krzywą dla całego pola.

Żeby wszystkie wymienione powyżej metody zastosować do obliczenia zasobów całego pola, należy ustalić maksymalną, ekonomicznie wskazaną ilość szybów dla danego pola i ustalić, jaka będzie przeciętna początkową produkcja tych szybów w pierwszym roku eksploatacji, a następnie już na mocy przeciętnej krzywej spadku produkcji, określi się całe wydobycie z tej maksymalnej ilości szybów, czyli obliczy się zasób pola.

Szczegółowe podejście do tych zagadnień zostało przeprowadzone na terenie złóż rosyjskich.

Wypadło mi być pierwszym, który postawił tam na porządku dziennym kwestię obliczenia zasobów w drodze wykorzystania danych statystycznych i w roku 1921 dałem pierwszą próbę

obliczenia metodą przeze mnie opracowaną zasobów złóż: Starogroźnieńskiego i Nowogroźnieńskiego.

Metodę obliczenia oparłem na dwóch znanych zjawiskach, obserwowanych przy eksploatacji pól naftowych. Są to:

1/. Spadek wydajności w danym otworze eksploatacyjnym /szybie naftowym/ w miarę jego eksploatacji;

2/. Spadek początkowej produkcji otworów eksploatacyjnych /dajmy na to w pierwszym miesiącu, lub roku eksploatacji/, w miarę zagęszczania ilości otworów w danym polu.

Pierwsze zjawisko wskazuje na stopniowe wyczerpywanie złoża w części, przylegającej bezpośrednio do danego szybu. Oczywiście, mówimy przy tym cały czas o eksploatacji szybów jednego poziomu roponośnego. Pogłębienie do następnego poziomu może wywołać nieraz gruntowne podniesienie produkcji.

Charakterystyka wydobycia szybu w danym poziomie zależy od szeregu czynników ogólno-geologicznych i technicznych. Pod względem geologicznym wchodzi tu w grę charakter skał, zawierających ropę, charakter ropy, ilość zawartego w złożu gazu, ciśnienie wody okalającej i in.

Pod względem technicznym może tu odegrać rolę pogłębienie szybu w tym samym poziomie naftowym, uszkodzenia szybu i ich usunięcie. Zastosowanie sztucznych metod podniesienia wydajności szybu itd. Przy wykreślaniu odnośnych krzywych spadku, staramy się możliwie wyeliminować wpływ czynników technicznych, aby lepiej podkreślić wpływ czynników przyrodzonych, związanych z naturą danego złoża.

Drugie zjawisko, t.j. spadek początkowej wydajności szybów naftowych w miarę zwiększenia ich ilości w danym

złożu /zagęszczenia/ świadczy o wyczerpywaniu się danego poziomu w tym złożu. Zjawisko to jest więcej skomplikowane od pierwszego zjawiska. Daje się ono zaobserwować tylko w odniesieniu do większej ilości szybów, rozmieszczonych względnie równomiernie w dużym terenie. Wtedy tylko wyeliminuje się wpływ założenia pewnego szybu w lepszej, lub gorszej części terenu.

Badając charakter spadku początkowej wydajności szybów w pierwszym roku ich eksploatacji, w miarę ich zagęszczenia, zbliżamy się do wyjaśnienia wskazanego maksymalnego ich zagęszczenia w danym złożu i poziomie.

Badając charakter zmiany przeciętnego rocznego wydobycia szybu, możemy określić maksymalną ilość lat eksploatacji przeciętnego szybu w danym poziomie.

W pierwszym wypadku oprzemy się na minimalnej dopuszczalnej z ekonomicznego punktu widzenia produkcji szybów w pierwszym roku ich istnienia.

W drugim - na minimalnej, również dopuszczalnej z ekonomicznego punktu widzenia wydajności przeciętnego szybu w ostatnim roku eksploatacji. Obie te cyfry są w pewnej od siebie zależności.

W ten sposób możemy ustalić:

1/. Wskazane z ekonomicznego punktu widzenia wydobycie z jednostki powierzchni w pierwszym roku eksploatacji maksymalnej dla tej jednostki ilości szybów.

2/. Całe, również wskazane z ekonomicznego punktu widzenia wydobycie z jednostki powierzchni, wyrażone w procentach wydobycia pierwszego roku.

Obliczenie tych dwóch elementów jest oczywiście wystarczające dla określenia maksymalnego wydobycia z jednost-

ki powierzchni. Znając zaś tę cyfrę i ogólny obszar wydajności każdego danego poziomu w danym złożu, możemy określić również całe możliwe z ekonomicznego punktu widzenia wydobycie z danego poziomu w danym terenie, a więc innymi słowy, dać cyfrę jego przemysłowego zasobu.

Należy tu zrobić dwie uwagi:

1/. Otrzymujemy przy tym nie cały zasób złoża naftowego, a tylko ten, który możemy otrzymać przy stosowaniu zwykłych metod eksploatacji. Odgrywają przy tym swą rolę wspomniane współczynniki nasycenia i wydajności złoża.

2/. Można wspomniane obliczenie wykonać w takim razie, gdy są wiadome choć w przybliżeniu granice złoża, na przykład przez stwierdzenie choć w paru otworach wody okalającej.

Na fig. 40 jest wskazany sposób budowania krzywej, wykazującej spadek wydajności przeciętnego szybu w pierwszym roku eksploatacji w miarę zagęszczenia. Krzywą tę nazwałem krzywą zagęszczenia. Na osi poziomej oznaczamy kolejne zagęszczenie: 1,2,3,4, itd. szybów na jednostce powierzchni; na osi pionowej oznaczamy przeciętną wydajność szybu kolejno przy pierwszym stopniu zagęszczenia, przy drugim itd.

Otrzymujemy pewną łamaną linię ABCDEFG. Wykreślamy średnią krzywą tak, aby przechodziła ona przez końcowe punkty A i F , zaś w stosunku do pozostałych biegła tak, aby BH = CI + DJ + EK.

Otrzymaną krzywą możemy przedłużyć poza przebieg faktycznej łamanej linii dla przyjętego minimum eksploatacyjnego w pierwszym roku.

Odpowiadałoby to na danym rysunku zagęszczeniu 8 szy-

bów na jednostce powierzchni /10 ha/.

W podobny sposób wykreślamy krzywą, charakteryzującą spadek przeciętnej produkcji szybów w procentach wydobycia pierwszego roku eksploatacji. Krzywą tę nazwałem krzywą chronologiczną. Przedłużymy ją poza faktyczny zasięg, aż do przyjętej minimalnej ekonomicznie wskazanej produkcji ostatniego roku w procencie wydobycia pierwszego roku /fig. 41/.

Oczywiście, to minimum jest zależne od minimum, przyjętego przy wykreślaniu dla tego samego złoża i poziomu krzywej zagęszczenia. Ostatecznie obliczamy więc z krzywej zagęszczenia sumaryczne wydobycie wszystkich szybów w pierwszym roku ich eksploatacji. Według zaś krzywej chronologicznej obliczamy, jakie będzie w procentach wydobycia pierwszego roku sumaryczne wydobycie następnych lat. W ten sposób obliczamy całe wydobycie z danego poziomu.

Te moje pierwsze próby zostały następnie przez geologów radzieckich rozwinięte w szerszej skali, zaś dalsza eksploatacja, prowadzona bez liczenia się z granicami nadań, a według ogólnego planu, pozwoliła na ustalenie bardzo szczegółowych i wszechstronnie ujmujących sprawę metod obliczeń zasobów.

Chodzi przy tym głównie o krzywą zagęszczenia, czyli o zmniejszanie się początkowej wydajności szybów, w miarę zwiększenia ich ilości na jednostce powierzchni pola naftowego. Krzywe chronologiczne, obrazujące spadek wydobycia przeciętnego szybu w miarę jego eksploatacji, są i obecnie określane podobnie, jak i uprzednio.

Co do krzywych zagęszczenia, to tu bierze się obecnie nie ogólną ilość szybów w danym polu, a wprowadza się czyn-

nik odległości nowego szybu od sąsiednich eksploatowanych szybów.

Opierają się przy tym na przyjętym dla danego terenu promieniu drenażu szybu.

Dla uproszczenia przyjmuje się, że promień ten jest jednakowy we wszystkich kierunkach, czyli obszar drenażu jest ograniczony przez koło.

Określa się nie samą odległość od sąsiednich szybów, a obszar drenażu, który wypada na dany nowy szyb. Przyjmuje się przy tym jednakowy promień drenażu dla wszystkich szybów. Określony w ten sposób obszar drenażu nowego szybu w momencie jego wejścia w stan eksploatacji x, jest tą zmienną, z którą łączy się cyfra y, początkowej wydajności szybu. Tu y określa się jako przeciętną dzienną wydajność szybu w pierwszym miesiącu eksploatacji.

Zależność między y i x , jak wskazuje praktyka złóż radzieckich, ma charakter równania: $y = AB^x$, czyli : $\log y = \log A + x \log B$, a zatem log y i x są związane w postaci równania liniowego.

Dlatego też przy układaniu tablic, wyrażających związek między y i x bierze się zwykle nie samo y, a log y. Na załączonej korelacyjnej tablicy, opracowanej dla jednego z terenów obszaru Bakińskiego /Bałachany - Sabunczy/ , są wskazane wartości x, jako 0,5; 1,5; ....14,5 ha i odpowiadające im wartości log.y - jako 2,7; 2,6; ....itd.....1,1 /fig. 42/.

Według tych danych określa się tak zwaną krzywą odległości. Będzie to krzywa na zwykłym papierze i prosta na półlogarytmicznym. Jak widać z tablicy, otwory są dość rozrzucone. Widocznie więc wpływa tu jeszcze jakiś czynnik. Jest to tempo wprowadzania szybów w stan eksploatacji.

Przykład: W dwóch wypadkach otwór znajduje się w jednakowej sytuacji pod względem obszaru drenażu.

W wypadku A nowy szyb wszedł w stan eksploatacji po dwu-miesięcznej eksploatacji sąsiednich szybów, zaś w wypadku B - po dwuletniej eksploatacji. Okazuje się, że w pierwszym wypadku początkowa wydajność będzie wyższa, niż w drugim.

W wyniku całego szeregu badań stwierdzono, że najlepszą metodą przy braniu pod uwagę tempa eksploatacji, będzie obliczenie sumy miesięcy eksploatacji, /przed wejściem w stan eksploatacji danego szybu/, 4-ch najstarszych szybów, po jednym w każdym z 4 sektorów koła, wykreślonego średnicą, równą podwójnemu promieniowi drenażu.

Na mocy odnośnych danych, możemy ustalić graficznie zależność między x , y i z , /ilością miesięcy eksploatacji 4 najstarszych szybów/. Trzeba ustalić przy tym odstępy dla znaczeń z tak, jak to poprzednio robiliśmy dla x i y . Praktyka pokazała, że należy brać duże odstępy, gdyż wtedy tylko wpływ czynnika z daje się zauważyć. Grupuje się więc z w 3, maksymum 4 odstępach , /np. z_1 - dla otworów eksploatowanych od 0 do 15 miesięcy; z_2 - dla 16 - 40 miesięcy itp./. Powstaje kwestia, czy brać ją w absolutnych cyfrach, czy też w logarytmach. Przy dużym tempie, czyli małych znaczeniach z , bierze się odstępy w absolutnych cyfrach, przy powolnym, a więc przy dużych znaczeniach z w logarytmach.

Na tablicy korelacyjnej oznaczamy szyby, odpowiadające pewnym interwałom, specjalnymi barwami, lub znakami, /jak na rys. 42/.

Zgrupowania tych specjalnie oznaczonych szybów wzdłuż pewnych części tablicy wskazuje, że wprowadzeniem tego czynnika z zwiększamy dokładność naszych obliczeń.

Dla każdej grupy szybów obliczamy pewną odległość już znanym sposobem. Otrzymujemy na półlogarytmicznym papierze proste linie. Nazywają je krzywymi odległości czasu /fig. 43/.

Należy zaznaczyć, że przy dużych znaczeniach z nieraz linie te biegną poziomo prawie równolegle z osią x , co wskazuje, że przy bardzo powolnym tempie eksploatacji wydajność szybu nie zależy od obszaru jego drenażu.

Możemy więc starać się o określenie początkowej wydajności szybu według krzywych odległości czasu. Następnie powinniśmy dążyć do ujęcia graficznego wpływu położenia szybów na strukturze geologicznej, a mianowicie: czy leżą szyby na osi antykliny, czy też na zboczach, czy mają większą wolną przestrzeń na upadzie, czy też w kierunku podnoszenia się warstw. Studiowanie większej ilości krzywych odległości czasu skonstruowanych dla szeregu złóż i szeregu poziomów pozwala ustalić pewne wspólne cechy, co znowu umożliwia zastosowanie ich na mocy analogii do obliczeń wydobycia w terenach i poziomach, dla których brak jest dostatecznych danych do zbudowania samodzielnych krzywych. Mianowicie stwierdzono, że spadek początkowego wydobycia w miarę zmniejszania powierzchni drenażu o 1 ha spada o 9 - 12%.

Poziomy, które wskazują największą wydajność pierwszych otworów, wykazują i największy spadek początkowej wydajności następnych szybów. Największy spadek początkowej wydajności dają tereny z wyraźnie naznaczonym reżimem gazowym.

Można wtedy, mając dla danego terenu, lub poziomu parę szybów, wybrać najodpowiedniejsze krzywe odległości czasu, i w ten sposób ustalić początkowe wydajności przy tym, lub innym stopniu zagęszczenia szybów, lub tym, czy innym tempie eksploatacji.

Ułożenie wszystkich opisanych tablic i wykresów, daje nam do ręki materiał do określenia maksymalnej ilości otworów eksploatacyjnych, wskazanych z ekonomicznego punktu widzenia dla danego poziomu roponośnego w danym złożu. Następnie otrzymujemy możność określenia sumarycznego wydobycia otworu w pierwszym miesiącu jego eksploatacji.

Stosując krzywą chronologiczną, obliczamy zapasy danego poziomu w złożu.

Trudność polega na tym, że obliczenie tego rodzaju można wykonać tylko w stosunku do złóż, będących w stanie eksploatacji.

Dla złóż nieeksploatowanych wypada opierać się przy obliczeniach na analogiach ze złożami, objętymi przez eksploatację. Należy w tym miejscu jeszcze raz podkreślić różnicę między złożami naftowymi, a złożami innych minerałów użytecznych.

Te ostatnie przed wejściem w stan eksploatacji, mogą być nieraz szczegółowo zbadane przez wiercenia, szybiki, innego rodzaju roboty, lub wreszcie w pewnych wypadkach, przez podziemne roboty górnicze typu poszukiwawczego.

Ze złożami naftowymi jest inaczej. Tu w znacznej mierze zatraca się różnica pomiędzy robotami poszukiwawczymi, a eksploatacyjnymi. Każdy udany otwór poszukiwawczy może się stać otworem eksploatacyjnym. Tak, że tu może być tylko mowa o zwykłych otworach, w terenach, gdzie już została stwierdzoną obecność przemysłowej ropy naftowej, lub o

otworach pionierskich, które mają dopiero to wyjaśnić.

Ta odrębność złóż naftowych odbija się, jak zobaczymy nieco później, i na kategoriach obliczanych zasobów.

Chcę jeszcze zaznaczyć, że systematyczne studiowanie statystyki wydobycia w polach naftowych, daje poza obliczeniem zasobów, bogaty materiał do wyjaśnienia całego szeregu zagadnień, związanych z eksploatacją tych pól. Dlatego też znaczenie statystyki naftowej wykracza daleko poza ramy zwykłej statystyki górniczej.

Kategorie zasobów.

Bardzo systematycznie ujęto sprawę klasyfikacji, rejestracji i obliczeń zasobów w Z.S.R.R. Rozróżniają tam następujące kategorie zasobów:

1/. Przygotowane zasoby .... A 1

2/. Zbadane .... A 2

3/. Prawdopodobne .... B

4/. Przypuszczalne .... C 1

5/. Możliwe .... C 2

A 1 = wydobycie, które może być jeszcze otrzymane z szybów już eksploatowanych.

A 2 - jest to zasób, który może być otrzymany z nowych szybów w zbadanym poziomie naftowym, w granicach ustalonego jego zasięgu.

B - zasób, który może być otrzymany ze zbadanych poziomów, lecz bez wykreślonego konturu, ograniczającego obszar roponośny, lub z terenów, znajdujących się w stanie początkowej eksploatacji.

C 1 - a/. zasoby w niezbadanych poziomach złóż eksploato-

wanych, których obecność ropy naftowej jest przyjmowana na mocy przesłanek natury geologicznej;

b/. W nieeksploatowanych złożach, tam, gdzie wyniki poszukiwania geologicznego, lug geofizycznego są zachęcające.

C 2 - tereny, zasługujące na uwagę ze względu na ogólne przesłanki geologiczne, lecz niezbadane żadną metodą, lub zbadane niedostatecznie.

Obliczenie zasobów w eksploatowanym złożu.

Przede wszystkim należy ustalić kontur produktywnej części poziomu. Kontury te określa się albo na mocy faktycznych danych, albo też w mniej zbadanych poziomach na mocy danych mapy warstwicowej i analogii z poziomami eksploatacyjnymi, leżącymi wyżej, /a czasem i niżej/.

Należy w danym wypadku obliczyć zasoby następujących kategorii:

1/. Przygotowany zasób A 1 - pozostałe wydobycie z szybów eksploatacyjnych ;

2/. Zbadany zasób A 2 , który może być wzięty z nowych szybów w granicach zbadanej części poziomu;

3/. Prawdopodobny zasób B szybów, które mogą być założone poza granicami zbadanego konturu, a w granicach konturu prawdopodobnego.

Dla określenia A 1 - obliczamy zagęszczenie; przypuśćmy, wynosi ono 3 ha na 1 szyb; następnie w związku z daną przeciętną wydajnością i stopniem zagęszczenia określa się współczynniki spadku produkcji i w ten sposób oblicza się przebieg przyszłej produkcji.

Należy jednak przyjąć pod uwagę dalsze zagęszczenie w związku z wprowadzeniem nowych szybów. Przyjmuje się zwykle dla uproszczenia obliczenia, że te wszystkie nowe szyby rozpoczną eksploatację jednocześnie. Innymi słowy: do pewnej daty będzie wspomniane zagęszczenie 3 ha na 1 szyb, a od tej daty będzie już wynosiło maksymalne zagęszczenie, powiedzmy 1 ha na 1 szyb.

Należy oczywiście przy tym przyjąć pewną minimalną granicę opłacającego się wydobycia, powiedzmy jedną tonę na dobę, /a nawet 0,1 t na dobę/, dla określenia A 2 - wydobycia wspomnianych nowych szybów już przy zagęszczeniu, powiedzmy 1 ha na 1 szyb.

Wypadnie jednak te szyby zgrupować według miesięcy eksploatacji sąsiednich szybów. Wtedy dla każdej grupy określi się początkowe, przeciętne wydobycie grupy według krzywych odległości czasu.

Następnie określa się współczynnik spadku produkcji i oblicza się wydobycie do ekonomicznie uzasadnionego minimum.

Następnie oblicza się sumaryczne wydobycie grupy, a wreszcie i zasób całego terenu, zajętego przez te szyby.

Obliczenie zasobów kategorii B wymaga podziału nowych szybów na dwie zasadnicze grupy:

1/. Te szyby, które znajdują się w sferze drenażu najbliższych szybów eksploatacyjnych /kontur tej części złoża przeprowadza się w odległości średnicy przyjętego obszaru drenażu/ ;

2/. Szyby poza wpływem tego drenażu,

Dla części pola zajętej przez szyby pierwszej grupy, obliczenie początkowej wydajności wykonuje się przy pomocy krzywych odległości czasu, t.j. z wzięciem pod uwagę sumarycz-

nej ilości miesięcy eksploatacji sąsiednich szybów. Dla pozostałej części pola możemy wziąć pod uwagę tylko stopień zagęszczenia.

Ilość szybów w nowym polu określa się, przyjmując maksymalny stopień zagęszczenia.

Obliczenie spadku wydajności w szybach oblicza się zwykłą metodą. W ten sposób otrzymujemy materiał do obliczenia zasobów kategorii B. O ile chodzi o obliczenie zasobów kategorii przypuszczalnych C, to odbywa się ono zwykle metodą objętościąwą. Ze względu na to, że wchodzi tu szereg czynników trudnych do cyfrowego ujęcia, o czym już szczegółowo mówiliśmy, zasoby tej kategorii można przyjmować tylko z wielkim zastrzeżeniem.

Mówiliśmy tu cały czas o obliczeniu C 1 w niezbadanych poziomach, ale na ogół znanych i eksploatowanych złóż.

Obliczenie zasobów naftowych w nowych terenach.

Tu wydzielamy zasoby dwóch kategorii: - C 1 - zasoby przypuszczalne na terenach, które na mocy wykonanych prac geologiczno-poszukiwawczych, lub geofizycznych, mogą być uznane za wzbudzające nadzieje z punktu widzenia ich naftonośności.

C 2 - zasoby możliwe, co do których nadzieje opieramy na ogólnych geologicznych przesłankach, niestwierdzonych jednak żadną metodą poszukiwawczą, /lub stwierdzonych w sposób niedostateczny/.

Obliczenie zasobów tych dwóch kategorii wykonuje się metodą objętościową. Powstaje przy tym pierwsza trudność z ustaleniem współczynnika możliwego wykorzystania obliczonego zasobu, który będzie pomnożony przez współczynnik wydaj-

ności. Współczynnik ten przyjmuje się na mocy analogii z innymi zbadanymi złożami o typie, najwięcej zbliżonym do danego obszaru roponośnego. Co do określenia prawdopodobnego konturu roponośnego, to tu należy znów oprzeć się na analogiach z innymi, możliwie geologicznie bliskimi, a zbadanymi obszarami.

Wszystkie opisane powyżej metody mogą mieć zastosowanie w wypadku dużej ilości złóż z dużą ilością ustalonych poziomów roponośnych tak, aby był materiał do zastosowania analogii. Przy tym złoża winny zajmować znaczną przestrzeń w kierunku biegu warstw i w kierunku poprzecznym.

W warunkach Karpackich do tego typu należały by złoża Borysławskie i inne złoża, związane z elementem wgłębnym.

Wąskie siodła obszaru Jasielsko-Krośnieńskiego są mniej odpowiednie dla tego rodzaju obliczeń.

Wszystkie powyżej omówione metody obliczania dają nam cyfry zasobów złoża, które mogą być wydobyte zwykłymi metodami eksploatacji. Oczywiście, zastosowanie specjalnych metod eksploatacji, jak to odnowienie ciśnienia, przepłukiwanie gorącą wodą, podziemna górnicza odbudowa itd., mogą podnieść współczynnik wydajności i tym samym zwiększyć przemysłowy zasób złoża.

Jednak zagadnienie, związane z możliwością zastosowania tych metod do danego złoża i z oczekiwanym efektem tego zastosowania są już mniej związane z geologią naftową i wchodzą raczej w zakres górnictwa naftowego.

Obliczenie zasobów złóż gazowych.

Na tej kwestii zatrzymamy się tylko bardzo krótko. Ustnieje szereg metod, opartych, podobnie jak i przy złożach naftowych, na wykorzystaniu statystyki wydobycia.

Odgrywa przy tym znacznie większą rolę, niż w złożach naftowych - ciśnienie gazowe, które jest określane na głowicy otworu eksploatacyjnego. Metody obliczenia zasobów opierają się głównie na ustaleniu związku między spadkiem tego ciśnienia, a ilością otrzymanego gazu. Określa się to w stosunku do każdego poszczególnego otworu, lub też w stosunku do całego złoża. Obliczenia wykonuje się albo do spadku ciśnienia do 1 atm., albo też do pewnego przyjętego minimum /dajmy na to 5 atm., lub innej liczby atmosfer/. Jest to niezbędne, aby gaz mógł pokonać opory w rurociągu i mógł zostać przetłoczony na dalszą odległość bez udawania się do specjalnych metod technicznych.

Światowe zasoby złóż naftowych. Wydobycie ropy naftowej.

Już podkreśliłem, że obliczenie zasobów naftowych jest rzeczą trudną i daje się ująć w postaci cyfrowej głównie tylko w złożach eksploatowanych. Pomimo to zrobiono kilkakrotnie w światowej skali obliczenia rezerw naftowych. Otrzymywano zwykle cyfry, wahające się w granicach 6,5 - 9 miliardów ton. Przy rocznym światowym wydobyciu, wynoszącym w ostatnich latach 270 - 280 milionów ton, zasobów tych powinno wystarczyć na 25 - 30 lat. Wobec zaś ciągłego wzrostu wydobycia, okres ten zredukował by się jeszcze bardziej.

Zestawiając rezerwy naftowe z podanymi powyżej cyframi w odniesieniu do węgla, gdzie zasobów powinno starczyć na kilka tysięcy lat, widzimy, jak słabo jest zabezpieczony przemysł naftowy w zasoby surowoców. Pocieszającym w tej smutnej sytuacji jest to, że już od lat trzydziestu kilku zawsze światowe obliczenia zasobów stwierdzają, że wystarczy ich na lat dwadzieścia parę do trzydziestu. Ten krytyczny moment mijał i znów nowe obliczenia dają nam tę samą mniej więcej cyfrę zasobów, co dawniej. Tłumaczy się to tym, że jednocześnie z eksploatacją znanych złóż są prowadzone intensywne poszukiwania nowych terenów naftowych, które są obejmowane również przez eksploatację.

Mamy więc w dziedzinie naftowej stałą troskę o dzień jutrzejszy, ciągły wysiłek i w skali światowej i w skali poszczególnych krajów w celu przygotowania nowych rezerw surowcowych.

Jak się przedstawia ogólne światowe wydobycie ropy naftowej i jakie są główne kraje, produkujące tę ropę?

Światowe wydobycie w ciągu ostatnich lat przedwojennych przedstawia się w sposób następujący:

Lata	Światowa produkcja w milionach ton	Lata	Światowa produkcja w milionach ton.
1928	183,6	1934	207,1
1929	205,3	1935	225,1
1930	195,2	1936	248,2
1931	189,4	1937	276,5
1932	180,1	1938	271,0
1933	192,7		

Widzimy więc znaczny wzrost produkcji naftowej, który był przerwany przez niedużą depresję w latach 1930 - 1932.

Rola poszczególnych krajów i ich udział w światowym wydobyciu w r. 1938 daje się ująć w postaci następującej tabeli:

	Wydobycie w milionach ton	% światowego wydobycia.
Stany Zjednoczone	164,0	60,5
Z.S.R.R.	29,8	11,0
Wenezuela	27,4	10,1
Iran	9,8	3,6
Indie Holenderskie	7,2	2,7
Rumunia	6,7	2,5
Meksyk	5,2	2,0
Irak	4,2	1,5
Kolumbia	3,0	1,1
Trinidad	2,5	0,9
Argentyna	2,3	0,9
Peru	2,2	0,8
Indie Brytyjskie	1,4	0,5
Inne kraje	5,2	1,9
	270,9	100,0%

W liczbie tych "innych krajów" znajdowała się i Polska z jej wydobyciem 0,5 miliona ton, co stanowiło 0,18% światowego wydobycia.

Jak widzimy, dominującą rolę w wydobyciu odgrywają Stany Zjednoczone. Utrzymują one swe pierwsze miejsce niemal od pierwszego roku swej produkcji.

W Stanach Zjednoczonych specjalnie ważna jest kwestia rezerw naftowych. Według obliczeń z 1937 r. zasoby, dające się obliczyć cyfrowo, wyniosły tu około 1,8 miliarda ton, co przy produkcji 164 milionów ton wystarczyło by na 10 - - 12 lat. To też czynione są tu od szeregu lat wielkie wysiłki dla odkrycia nowych złóż. Stąd też wypływa i penetracja kapitału Stanów Zjednoczonych do innych krajów, przede wszystkim do najbliższych sąsiadów w Środkowej i Południowej Ameryce.

Z tych krajów wzbudzał przed laty dwudziestu duże nadzieje Meksyk, zajmował on wtedy przez jakiś czas drugie miejsce w produkcji światowej. Nadzieje te jednak nie zrealizowały się i nastąpił wkrótce spadek produkcji.

Natomiast inne kraje Południowej Ameryki zdają się posiadać dużą przyszłość z naftowego punktu widzenia. Wysuwa się tu na czoło Wenezuela, zajmująca, jak widzimy, w roku 1938 trzecie miejsce. Nieco poważniejsza produkcja zaczęła się w tym kraju dopiero około 1924 r. Rozwijają również swe wydobycie i inne kraje, jak Kolumbia, Peru, Argentyna.

Wszystkie kraje Południowej Ameryki dały w r. 1918 - - 1% światowej produkcji, w r. 1926 - 6%, w r. 1938 około 14%.

Ważnym jest, że Południowa Ameryka zdaje się posiadać jeszcze znaczne tereny naftowe zbyt mało zbadane, aby dało

się obliczyć cyfrowo ich zasoby.

W Azji istnieją dwa główne obszary złóż naftowych:

1/. Obszar Iranu - Iraku ;

2/. Obszar Indii Holenderskich i Brytyjskich.

W pierwszym obszarze produkcja rozwija się w szybkim tempie. W r. 1926 stanowiła ona 3,3% światowej, zaś w roku 1938 - 5,1% . Główną rolę odgrywa, jak widzimy z tablicy Iran.

Kraje te posiadają znaczne rezerwy naftowe.

W Europie największą rolę odgrywają obszary:

1/. Kaukaz;

2/. Karpaty .

Mniejsze znaczenie posiadają:

1/. Ural i

2/. Obszar środkowo-europejski.

Złoża naftowe poszczególnych obszarów.

Szereg danych, dotyczących poszczególnych złóż w różnych obszarach, został podany powyżej, jako ilustracja przy omawianiu ogólnych zagadnień, związanych z geologią naftową.

Dlatego też ograniczymy się tu tylko do ogólnego ujęcia kwestii złóż w poszczególnych głównych obszarach naftowych świata.

Złoża naftowe w Europie .

Złoża naftowe w Europie, mające poważniejsze przemysłowe znaczenie, występują w 4 obszarach. Dwa z ich liczby, mianowicie: Karpaty i Kaukaz, są związane ze sfałdowaniami alpejskimi, zaś dwa: obszar środkowo-europejski i Uralski łączą się z grzbietami wieku hercyńskiego, choć powstały w fazie

późniejszych ruchów tektonicznych.

Karpaty:

Złoża karpackie są wyciągnięte szerokim pasmem, zgodnie z ogólnym biegiem Karpat, poczynając na zachodzie od Czechosłowacji, przez Polskę, obszary przyłączone obecnie do Z.S.R.R., Bukowinę, Rumunię /fig. 44/.

Z geologicznego punktu widzenia możemy tu wydzielić następujące dwie prowincje naftowe: 1/. Prowincję Karpacką w ścisłym znaczeniu tego słowa i 2/. Prowincję Podkarpacką.

W prowincji Karpackiej złoża ropy naftowej i gazu związane są z utworami fliszu karpackiego. Fliszem, jak już w swoim czasie wspominaliśmy, nazywamy tu cienko przewarstwione pokłady łupku, piaskowca, marglu, wapienia.

Co do wieku geologicznego, są to utwory, poczynając w dole od kredy i kończąc w górze oligocenem.

Obszar północny.

W różnych częściach Karpat utwory fliszowe są wyrażone niejednakowo, Szczegółowa ich charakterystyka znana jest z kursu geologii ogólnej i historycznej ziem Polski. Jeśli jednak chodzi o nasz obszar i tereny przylegające, to ogólna kolejność warstw da się ująć w sposób następujący, /licząc od góry/ :

Oligocen	Warstwy krośnieńskie, zwane na wschodzie polanickimi; Łupki menilitowe; a w strefie magurskiej - warstwy magurskie i podmagurskie;

Eocen - { Iły zielone i pstre ;
Piaskowce ciężkowickie /na zachodzie i w centralnej depresji/; oraz
warstwy hieroglifowe /w brzeżnej strefię/,
a odpowiadające im na wschodzie w strefie brzeżnej - warstwy popielskie, piaskowce wygodzkie, pstre iły, wapienie pasieczniańskie i warstwy hieroglifowe.

Paleocen - Ciemno-szare łupki;

Górna kreda - { Na zachodzie i w grupie środkowej warstwy istebniańskie /warstwy czarnoneckie / i warstwy godulskie; w grupie brzeżnej - piaskowce jamneńskie i warstwy inoceramowe; w grupie magury - szara kreda i warstwy ropianieckie /inoceramowe/.

Dolna kreda { -szare i czarne łupki, piaskowce.

Wszystkie te fliszowe utwory są intensywnie pofałdowane, przy czym fałdy są na ogół przechylone w kierunku północnym. Bardzo pospolite są nasunięcia poszczególnych fałdów, oraz duże nasunięcia jednych mas fliszowych na drugie.

W Karpatach północnych są wyróżnione trzy strefy fliszu, z których każda południowa jest nasunięta na sąsiednią północną. Strefy te są, licząc od południa, następujące /fig. 45/ :

1/. Strefa magurska o swoistym nietylko litologicznym, lecz i tektonicznym oraz morfologicznym wykształceniu. Obejmuje ona południową część Karpat fliszowych na południe od Jasła. Kwestia północnej granicy, szczególnie dalej

ku wschodowi jest sporna.

2/. Środkowa strefa na obszarze t.zw. depresji Jasielsko-Krośnieńskiej, charakteryzuje się wykształoeniem kredy w facji śląskiej. Na zachodzie strefa ta dochodzi do brzegu Karpat.

3/. Strefa brzeżna, obejmuje północną część centralnej depresji karpackiej, a następnie szereg fałdów bardziej wynurzonych, które na wschodzie noszą nazwę skib /K.Tołwiński/.

Z pod brzegu Karpat wyłania się element wgłębny, który prześledza się wzdłuż brzegu, poczynając na północy od Dobromila przez Nahujowice - Borysław - Rypne - Bitków. Dalej ku wschodowi mamy antyklinę Słobody Rungurskiej i t.z. fałdy Pokuckie.

Stosunek wzajemny tych ostatnich elementów tektonicznych oraz ich stosunek do elementu wgłębnego Borysław - - Bitków nie jest dotąd należycie wyjaśniony. Dalej ku północy mamy tę strefę w pobliżu Karpat, aż do okolic Przemyśla, gdzie skrywa się ona pod wysuniętymi daleko ku północy masami skał karpackich.

Przejdziemy teraz z kolei do rozmieszczenia złóż ropy naftowej.

1/. W grupie magurskiej spotykamy złoża wzdłuż północnego brzegu nasunięcia. Ropa naftowa występuje w utworach grupy magurskiej i podścielających utworach strefy środkowej.

Typowe złoże występuje w Klęczanach /fig. 46/. Ropa znajduje się w kredzie i eocenie nasunięcia magurskiego. Do tego pasma należą również złoża: Szymbark, Siary, Ropianka i in.

2/. W strefie środkowej, złoża depresji Jasielsko-Krośnieńskiej są związane z szeregiem miejscowych antyklin.

Ogólny poprzeczny przekrój tej strefy widzimy na fig. 47. Widzimy, że są to na ogół wąskie antykliny, w których jądrze występuje eocen, a częściowo i utwory kredowe. W skrzydłach mamy łupki menilitowe. Antykliny są na ogół przechylone ku północy. Wąskie antykliny są przedzielone szerokimi synklinami, złożonymi z warstw krośnieńskich.

Ropa naftowa występuje głównie w eocenie w t.zw. piaskowcach ciężkowickich, częściowo w górnej kredzie - w piaskowcach czarnorzeckich.

Łupki menilitowe odgrywają głównie rolę czynnika konserwacyjnego. Z poszczególnych antyklin wymienimy następujące:

a/. Dominikowice - Kryg - Kobylanka - Lipinki - Libusza, wzdłuż brzegu nasunięcia magurskiego. Ropa w eocenie, w piaskowcach ciężkowickich /fig. 48/.

b/. Pagórzyna - Harklowa. Ropa w warstwach krośnieńskich /fig. 49/.

c/. Biecz. Ropa naftowa w piaskowcach ciężkowickich i w górnej kredzie /fig. 50/.

d/. Sobniów /pod Jasłem/,- Roztoki - Sądkowa - Potok - Krosno - Krościenko. Antyklina wygięta w kierunku północnym. Szereg wypiętrzeń w postaci kopuł. Najwyższa kulminacja Krosno - Białobrzegi , gdzie występuje eocen. Największe obniżenie - Sobniów , gdzie mamy warstwy krośnieńskie. Antyklina normalna, tylko w szczytowej części pochylona ku N.

Daje się obserwować kilkakrotnie przefałdowanie.

Główny poziom produktywny w ciężkowickich piaskowcach.

W antyklinie tej prócz ropy naftowej znajdują się i gazy . Są to gazy mokre. Tworzą one samodzielne złoża w zachodniej części antykliny w Roztokach pod Jasłem, Sądkowej, Dobrucowej. W niektórych szybach po dłuższym wydobywaniu gazu ukazuje się ropa naftowa.

e/. Bóbrka - Wietrzno - Równe - Rogi. Ropa w eocenie. Znajdująca się na tej antyklinie kopalnia Bóbrka, jest jedną z najstarszych w Polsce /fig. 20. i 21/.

f/. Łubatówka - Iwonicz - Klimkówka - Wulka - Rudawka Rymanowska /fig. 22/.

g/. Stara Wieś - Brzozów - Humniska - Grabownica . Roponośną jest kreda górna /Stara Wieś - Brzozów/ i dolna /Humniska - Grabownica/ /fig. 52/.

Wszędzie w środkowej strefie depresyjnej ropa występuje w t.zw. minimach depresji, to jest w stosunkowo drobnych wypiętrzeniach na tle ogólnego obniżenia /depresji/.

Następne ku północy antykliny, chociaż należą do strefy środkowej, jednak nie do depresji Jasielsko - Krośnieńskiej, a do pasma skibowego, złożonego z szeregu intensywnie sfałdowanych i nasuniętych jedna na drugą antyklin. Tym antyklinom została nadana charakterystyczna nazwa skib. Są to następujące wypiętrzenia:

h/. Paszowa - Ropienka - Wańkowa - fałd nosi charakter wsteczny /przechylony ku S/ - ropa występuje w piaskowcach oliwskich łupków menilitowych skrzydła podwiniętego /fig. 53/.

i/. Opaka - Schodnica - Urycz. Siodło przechylone ku N. Falista podłużna oś. Na elewacjach poprzecznych znajdują się złoża ropne; poziomy roponośne są w dolnym eocenie i w piaskowcu jamneńskim /fig. 25/.

Wschodnia strefa brzeżna .

Główną rolę z naftowego punktu widzenia odgrywa tu wspomniany element wgłębny, wysuwający się częściowo ku północy, poza orograficzny brzeg Karpat.

Strefa ta zawiera najbogatsze złoża naftowe północnych Karpat. Z nią też można obecnie łączyć nadzieje na przyszłość.

Głównym złożem, związanym z tą strefą, jest Borysław /fig. 23 /. W złożu Borysławskim rozróżniamy: nasunięcie w postaci skiby brzeżnej i mraźnickiej /orowskiej/, oraz t.zw. element wgłębny. Nasunięcie składa się z różnych poziomów fliszu, głównie z warstw inoceramowych i eocenu.

Element wgłębny składa się z na-stępujących warstw, licząc od dołu: a/. warstwy inoceramowe i jamneńskie występują w jądrze fałdu, b/. wyżej występuje eocen, c/. jeszcze wyżej, tuż pod rogowcami, tworzącymi granicę między eocenem, a łupkami menilitowymi, znajduje się główny poziom naftowy Borysławia w postaci t.zw. piaskowca borysławskiego, d/. łupki menilitowe, nie zawierające na ogół ropy, e/. na tych łupkach występują z początku warstwy polanickie, a jeszcze wyżej mioceńskie iły solonośne. Szczeliny,przecinające te iły, są wypełnione przez ozokeryt /wosk ziemny /.

Szczególną cechą budowy elementu wgłębnego stanowi tu kulminacja osi podłużnej. Jej maksimum znajduje się na obszarze Potoku w Borysławiu. W obu kierunkach i ku NW i ku SE element wgłębny zapada. Czoło fałdu wgłębnego zarysowuje się wyraźnie. Szereg otworów przebił ten fałd, aż do skrzydła odwróconego.

Południowe, normalne skrzydło fałdu wgłębnego posiada szereg sfałdowań drugorzędnych. Skrzydło odwrócone jest zredukowane. Ilość ropy, otrzymanej przez cały czas eksploatacji do roku 1937 w tysiącach ton, przedstawiała się następująco:

Nasunięcie	123
Warstwy polanickie i menilitowe..	819
Piaskowiec Borysławski.........	10.529
Eocen	8.716
Piaskowiec jamneński	1.711
R a z e m :	21.898

Jak widzimy, 48% produkcji daje piaskowiec Borysławski. Piaskowiec ten leży w odległości kilkunastu metrów pod rogowcami w postaci ławicy 20 - 30 m miąższości. Czasem nabrzmiewa, czasem znika. Według A. Tołwińskiego przyczyna tego jest tektoniczna. Skała piaskowca jest drobno- lub średnio-ziarnista, kwarcowa z różnorodnym lepiszczem. Porowatość 5 - 17% .

Obszar eksploatowany Borysławia wynosi 1 140 ha. Na 1 ha wypada około 20 000 t wyprodukowanej ropy naftowej. Wydajność przeciętnego szybu w eksploatacji spada w prędkim tempie z około 1 000 t w roku 1928 na 150 t w r. 1933. Udział Borysławia w wydobyciu całej Polski spadł z 75,8% w r. 1926 do 58% w r. 1933. Bogactwo Borysławia zależy w dużej mierze od specjalnych warunków tektonicznych w postaci poprzecznej kulminacji fałdu wgłębnego. Czynnik konserwacyjny również zaznacza się wybitnie przez nieprzepuszczalne iły warstw polanickich i solonośnych.

Nahujowice posiadają warunki tektoniczne, zbliżone do Borysławia, lecz fałd jest więcej wyniesiony, co powoduje gorsze warunki konserwacyjne. Mamy tu słabe rozwinięcie piaskowca borysławskiego. Wszystko to wpłynęło ujemnie na złoże.

W Rypnem są odróżniane dwa wgłębne fałdy i na północy niewyraźny trzeci. Ropa w nieprawidłowych wkładkach piaskowca kliwskiego w łupkach menilitowych.

Majdan ma fałd przechylony ku NE. Ropa występuje w eocenie.

Bitków posiada trzy elementy tektoniczne w postaci trzech łusek wgłębnego fałdu: Starej kopalni, Działu, Łuski gazowej.

Występuje ropa w piaskowcach kliwskich, znajdujących się w menilitowych łupkach. W dwóch północnych łuskach występuje ropa, w południowej gaz /w górnej części łupków menilitowych/.

W Słobodzie Rungurskiej istnieje fałd przewalony ku północy. Ropa w eocenie, w skrzydle normalnym.

Przedgórze Karpat Północnych.

Przedgórze to jest wypełnione utworami mioceńskimi. Te ostatnie występują na powierzchni w nielicznych punktach, przeważnie zaś są przkryte przez nadkład utworów czwartorzędowych, zakrywających budowę tektoniczną obszaru.

Z obszarem tym łączono dość duże nadzieje przemysłowe. Opierano je na dwóch przesłankach: 1/. Jak już wspomnieliśmy, przeważna część bogatszych złóż znajduje się zwykle nie w obrębie samych grzbietów, a na przedgórzach; 2/. Przemawiały za tym i analogie z Karpatami południowymi

i złożami Kaukaskimi.

Wykonano tedy szereg badań geofizycznych, po czym pogłębiono kilka otworów poszukiwawczych. Seryj naftonośnych nie stwierdzono, natomiast odkryto szereg złóż gazowych, głównie na przedłużeniu ku zachodowi i ku wschodowi - gazonośnej strefy Daszawy.

Należy zaznaczyć, że na obszarze przedgórza, przeważnie w pobliżu brzegu Karpat, występują w miocenie dość bogate złoża solne.

Karpaty południowe.

Z naftowego punktu widzenia należy tu wyróżnić dwa obszary:

I/. Obszar Mołdawii, stanowi on jakby przedłużenie pasma naftowego Karpat północnych . Poziomy naftowe są związane z różnymi poziomami fliszu, głównie w eocenie i oligocenie. W odróżnieniu od Karpat północnych zjawiają się tu dość często pod fliszem utwory solonośne miocenu. Głównym ośrodkiem naftowym jest tu Moinesti. Wydajność złóż nie jest znaczna.

II/. Obszar Walachii. Tu złoża naftowe znajdują się na przedgórzu Karpat. Są dwie zasadnicze różnice między budową geologiczną miejscowego przedgórza, a przedgórza Karpat północnych.

1/. W Karpatach północnych przedgórze jest złożone niemal wyłącznie z miocenu, zaś w Karpatach południowych jest bardzo rozwinięty pliocen;

2/. Sfałdowania, które na północy skończyły się w miocenie, na południu miały jeszcze intensywny przebieg w górnym pliocenie i pofałdowały miejscowe utwory, przy

czym wśród utworów plioceńskich ukazał się szereg słupów solnych, z solą prawdopodobnie wieku mioceńskiego. Te różnice wystarczyły, aby stosunki naftowe ułożyły się całkiem inaczej. Na północy, jak tylko co widzieliśmy, brak jest złóż naftowych, związanych z przedgórzem. Na południu zaś występują w różnych poziomach pliocenu bogate złoża naftowe, przeważnie w obrzeżeniu słupów solnych. Te właśnie złoża stanowią o bogactwie naftowym Rumunii. Miejscowym centrum naftowym jest Ploesti, na północ od Bukaresztu. Główne złoża naftowe znajdują się w Moreni, Ocnei i innych punktach /fig. 29/.

Zatrzymamy się teraz nieco na złożach naftowych, związanych z zachodnim przedłużeniem Karpat na zachód od Polskiego obszaru naftowego.

Nasze złoża naftowe kończą się mniej więcej na południku Limanowej. Na zachód od tego południka są spotykane u nas we fliszu Karpackim tylko nieznaczne występowania ropy naftowej i gazu ziemnego. A nie odkryto jeszcze znaczniejszych pól. Poza naszymi granicami poważniejsze znaczenie przemysłowe posiada kotlina Wiedeńska, wypełniona utworami neogeńskimi.

Główne złoża naftowe są związane z północno- wschodnią częścią tej kotliny, należącą do Czechosłowacji.

Tu na północ od Bratisławy są znane dwie antykliny naftonośne, biegnące w ogólnym kierunku NE - SW, a mianowicie: północna antyklina Hodonina i południowa antyklina Gbeli. W Austrii rozwinęło się kopalnictwo w Zistersdorf /na północ od Wiednia/.

Złoża naftowe o przemysłowym znaczeniu występują tu w utworach sarmackich.

Środkowo-europejski obszar naftowy.

W obszarze tym są najwięcej znane złoża Hanowerskie. Są one związane z występowaniem słupów solnych. Sól wieku permskiego przebija w słupach nadkład, złożony z utworów mezozoicznych.

Ropa naftowa występuje tu głównie w triasie i środkowej jurze, częściowo w utworach kredowych, w obrzeżeniu nie wszystkich, licznych tu słupów solnych, a tylko niektórych.

Najwięcej znanymi są tu złoża: Wietze, Oelheim, Nienhagen.

Należy wspomnieć, że podobne słupy występują u nas w Poznańskim /Inowrocław, Góra, Wapno/. Zostały w ich pobliżu stwierdzone oznaki bitumiczne, co daje podstawę do przeprowadzenia tu robót poszukiwawczych za złożami ropy naftowej.

Złoża naftowe na Kaukazie.

Można wydzielić na Kaukazie następujące naftowe obszary /fig. 54/:

1/. Główny obszar naftowy znajduje się na południowo-wschodnim zakończeniu grzbietu kaukaskiego na półwyspie Apszerońskim, wcinającym się w morze Kaspijskie. Obszar ten nazywają również Bakińskim. Obszar ten wysuwa się nieco ku zachodowi poza właściwe granice półwyspu.

2/. Posuwając się od Baku wzdłuż północno-wschodniego zbocza grzbietu Kaukaskiego, spotykamy z początku obszar Terski, w którym odgrywają główną rolę złoża: Staro-Groź-

nieńskie i Nowo-Groźnieńskie.

3/. Dalej ku NW na tymże zboczu spotykamy obszary Kubańskie, gdzie główną rolę odgrywają złoża Majkopskie.

4/. Kierując się od Baku wzdłuż południowo-zachodniego zbocza grzbietu, spotykamy po dłuższej przerwie obszar Kachetyński, leżący na północ od Tyflisu /Tbilisi/.

5/. Już na brzegu morza Czarnego leży obszar Guryjski.

Oba ostatnie obszary znajdują się jeszcze przeważnie w stadium poszukiwań.

Obszar Apszeroński /Bakiński/.

Główne złoża znajdują się w granicach półwyspu Apszerońskiego. Dalej ku zachodowi złoża nie są prawie eksploatowane, aczkolwiek posiadają również przemysłowe znaczenie. Przez cały czas eksploatacji Bakińskiego obszaru /do 1937 r./, otrzymano 337 milionów ton ropy. Przy czym i nadal pozostaje ten obszar głównym ośrodkiem wydobycia w Z.S.R.R.

Cała powierzchnia półwyspu wynosi około 500 km^2, przy czym powierzchnia eksploatowanych terenów obejmuje tylko nieznaczną część tej cyfry.

Ropa naftowa znajduje się tu niemal wyłącznie w t.zw. produktywnej serii, obejmującej środkową część miejscowego pliocenu. Seria ta grubości około 1,500 m jest przedstawiona w postaci przewarstwienia iłów i piasków. Jest w niej wyróżnionych 18, a czasem więcej warstw piasków, będących miejscowymi poziomami naftowymi.

Złoża naftowe są związane z szeregiem miejscowych antyklin. Jest charakterystyczne dla tych antyklin wygię-

cie osi i częste ich rozgałęzienie, zaznaczające się szczególnie w środkowej części półwyspu, na północ od Baku.

Są tu wyróżnione następujące złoża /fig. 55/ :

Złoże Bałachany - Sabunczi jest najstarszym złożem Baku. Tu była otrzymana w roku 1873 pierwsza fontanna naftowa. Złoże leży w odległości 15 - 20 km od Baku. Wzdłuż osi antykliny utwory produktywne są na znacznej przestrzeni odsłonięte. Jest to najbogatsze złoże w obszarze Bakińskim, które przez długi czas dawało znaczną większość produkcji, nietylko tego obszaru, lecz i całego kraju. Obecnie zajmuje ono drugie miejsce w Baku.

Złoże Surachańskie stanowi pod względem tektonicznym południowo-wschodnie przedłużenie poprzedniego złoża. Tworzy ono rodzaj kopuły. Eksploatacja tego złoża zaczęła się znacznie później od Bałachańskiego.

Złoże Bibi-Eibat leży 3 km na południe od Baku. Tworzy ono regularny fałd o biegu NW - SE. Ponieważ w kierunku południowo-wschodnim oś fałdu trafiała na obszar zatoki morskiej, więc dokonano zasypania tej zatoki i włączono ją w rejon eksploatacyjny. Prócz tego wykonuje się eksploatację i poza granicami zasypanej zatoki, tworząc pomosty, przy pomocy pali w dnie zatoki.

Do liczby nowych złóż, których eksploatacja rozwinęła się w ciągu ostatnich lat kilkunastu, należy Kała , leżąca na wschód od Surachanów. Znajduje się tu dość pozioma, obszerna kopuła, w której warstwy produktywne zostały spotkane dość głęboko. W r. 1936 wydobycie Kały zajęło pierwsze miejsce wśród wszystkich złóż Bakińskich.

Drugim nowym złożem Bakińskim o większym wydobyciu jest złoże Łok - Batan, leżące w zachodniej części półwyspu Apszerońskiego, w pobliżu wulkanu, znajdującego się na brzegu morza Kaspijskiego.

Obszar Terski.

Drugim co do znaczenia przemysłowego w Z.S.R.R. jest obszar Terski. Obejmuje on rozległe przestrzenie w dorzeczu rzeki Terek.

Można w nim wydzielić dwie części: 1/. Południową, czyli t.zw. Czarne Góry i 2/. Północną, czyli t.zw. Obszar Przednich Grzbietów, występujących w przedgórzu głównego grzbietu Kaukaskiego.

Poziomy roponośne są związane głównie z utworami środkowego miocenu, przedstawionego tu warstwami spaniodontowymi i spirialisowo-czokrakskimi.

Główne znaczenie przemysłowe posiada wspomniany obszar, przednich grzbietów. Ten ostatni obszar przedstawia sobą szereg niewysokich grzbietów, biegnących równolegle do Głównego Grzbietu. Są to grzbiety: Groźnieński, Sunżeński, Terski.

Grzbiety te mają budowę antyklinalną. Mamy przy tym różnorodne typy antyklin, o których była już częściowo mowa powyżej.

Najbardziej bogatymi są tu złoża: Staro-Groźnieńskie i Nowo-Groźnieńskie.

Złoże Staro-Groźnieńskie leży około 10 km na zachód od Groźnego. Znajduje się ono w stanie eksploatacji od końca zeszłego stulecia.

Antyklina jest przechylona ku północy. Wyższa część

warstw spaniodontowych jest odsłonięta na powierzchni i jest nieproduktywna.

Jak już wspominaliśmy, stwierdzono ostatnio, że znana dotąd i eksploatowana antyklina jest nasunięta na niżej leżący element wgłębny, zawierający również występowania ropy naftowej.

Złoże Nowo-groźnieńskie leży 5 km na południe od Groźnego. Rozpoczęto jego eksploatację w r. 1913. Jest ono przykładem złoża, nie dającego na powierzchni żadnych oznak i odkrytego wierceniami na mocy ogólnych przesłanek geologicznych. Seria roponośna środkowo-mioceńska znajduje się tu pod parusetmetrowym nadkładem nieproduktywnych warstw górnego miocenu. Antyklina posiada, jak już była mowa, szeroką środkową część i strome skrzydła.

Z liczby innych terskich terenów posiada nieco poważniejsze znaczenie, również już wspomniane złoże w Woznieseńsku.

Obszar Kubański.

Obszar ten obejmuje liczne złoża na tymże północno-wschodnim zboczu grzbietu kaukaskiego, co i w obszarze poprzednim.

Są one ześrodkowane w północno-zachodniej części dorzecza rzeki Kubań, pomiędzy lewym dopływem tej ostatniej, rzeką Białą, a brzegami mórz: Czarnego i Azowskiego.

Pod względem stratygraficznym złoża są związane z utworami oligoceńskimi /warstwy majkopskie i foraminiferowe/, oraz z mioceńskimi i plioceńskimi.

Co do struktur, to mamy tu częściowo złoża monoklinalne, częściowo są one związane z antyklinami.

Główne złoże obszaru - złoże Majkopskie, należy, jak już wiemy, do typu struktur rozmycia. Produktywnymi są tu najniższe utwory t.zw. serii majkopskiej /oligocen/, przedstawione piaskami i iłami i wypełniające rozmycia na powierzchni podścielających iłów foraminiferowych /dolny oligocen/.

Wspomnijmy w tym miejscu, że w świetle danych, otrzymanych ostatnio w Stanach Zjednoczonych, co do związku między złożami nafty, a grzbietami pogrzebanymi, wydaje się niewykluczonym i w Majkopie analogiczny związek złóż z występowaniem pośród warstw serii majkopskiej skał, złożonych z senońskich wapieni.

Dalej ku zachodowi leżą monoklinalne złoża: Kałużskie, Ilskie.

Jeszcze dalej ku zachodowi znajduje się znana od dawna naftonośna antyklina Kudako. Wreszcie na półwyspie Tamańskim znajduje się szereg złóż, związanych również z antyklinami, częściowo typu diapirowego.

Wszystkie wymienione złoża Kubańskie poza Majkopskim, nie osiągnęły jednak większego rozwoju przemysłowego.

Dalszy ciąg złóż Tamańskich spotykamy na półwyspie Kierczeńskim, stanowiącym wschodnie przedłużenie Krymu, oddzielone od półwyspu Tamańskiego kilkukilometrową cieśnicą Kierczeńską.

Na południowo-zachodnim zboczu głównego grzbietu kaukaskiego możemy wydzielić dwa obszary naftowe: 1/. obszar Kachetyński, leżący na północ od Tyflisu /Tbilisi/ i 2/. Guryjski, znajdujący się na wybrzeżu Morza Czarnego, między Poti i Batumem.

Oba te obszary różnią się od innych naftowych obsza-

rów Kaukazu intensywnym sfałdowaniem miejscowego trzeciorzędu. Fałdy są przeważnie strome, pochylone w kierunku południowym, zaś w Gurii ku północy. Wiele antyklin jest porozrywanych i połączonych z nasunięciami.

Choć złoża obu wspomnianych obszarów są znane i badane od dawna, to jednak w żadnym z miejscowych złóż nie rozwinęła się poważniejsza eksploatacja.

Najwięcej znane są złoża: Sziraki i Mirzany, znajdujące się w południowej Kachetii.

Przed tym, nim skończymy z Kaukazem, powinniśmy choć krótko zatrzymać się na złożach, znajdujących się już na wschód od morza Kaspijskiego, lecz będących pod względem stratygraficznym i z punktu widzenia tektonicznego przedłużeniem złóż obszaru Apszerońskiego.

Należy tu wspomnieć o dwóch złożach:

1/. Wyspa Czeleken, leżąca w pobliżu wschodniego brzegu Morza Kaspijskiego, zawiera złoże eksploatowane od dawna, lecz wydobycie nie osiągnęło to poważniejszych rozmiarów. Prócz ropy naftowej jest tu znane występowanie ozokerytu /wosku ziemnego/.

2/. W odległości około 100 km od brzegu morza Kaspijskiego znajduje się złoże Nieftiedag, gdzie ostatnio rozwinęła się poważna eksploatacja.

U r a l .

Prowincja naftowa, związana z Uralem, nosi nieraz w literaturze nazwę obszaru Wołżsko-Uralskiego, albowiem obszar ten jest w znacznej swej części związany z dorzeczem Wołgi.

Złoża naftowe tej prowincji można podzielić na dwie duże grupy: Południowo-Uralską i Zachodnio- Uralską.

W pierwszej grupie główną rolę odgrywają złoża Emby, na północ od morza Kaspijskiego. Są one eksploatowane od szeregu lat.

Występowania ropy naftowej są tu związane ze słupami soli /permskiej/ i występują w otaczających te słupy utworach mezozoicznych.

Do liczby najwięcej znanych złóż należą tu Dossor i Makat.

W ostatnich latach odkryto w obszarze południowo-Uralskim szereg złóż poza rejonem Emby, jak na przykład w okolicy leżącego dalej ku północnemu wschodowi Aktiubińska.

Grupa złóż zachodnio-Uralskich ciągnie się szerokim pasmem wzdłuż zachodniego zbocza Uralu, pomiędzy tym grzbietem, a Wołgą i wpadającą do tej ostatniej z północy rzeką Kamą.

Występowania ropy były tu znane od dawna, lecz przemysłowe znaczenie zdobyły w ciągu ostatnich kilkunastu lat.

Złoża są ześrodkowane głównie w rejonie Sterlitamaka /Baszkiria/ na południu i w pobliżu Permu na północy. W tym ostatnim rejonie najwięcej znane jest złoże Czusowskije Gorodki.

Złoża obszaru zachodnio-Uralskiego są związane z utworami karbońskimi i permskimi. Odgrywają przy tym swą rolę grzbiety pogrzebane.

Cały obszar Uralski zdaje się rokować na przyszłość dość znaczne nadzieje przemysłowe.

Stany Zjednoczone.

Zaznacza się tu wielka rozmaitość typów złóż. Pod względem stratygraficznym są one spotykane w formacjach od kambru do pleistocenu. Również urozmaicone są tektoniczne /strukturalne/ typy złóż.

Ogólne tło orograficzne w północnej części Stanów Zjednoczonych przedstawia się następująco: Mamy tu, idąc od wschodu , łańcuch gór Appalachskich, następnie wypiętrzenie Cincinnati, dalej ku zachodowi - Ozark. Wreszcie w zachodniej części Stanów Zjednoczonych mamy dwa duże łańcuchy górskie - wschodni, czyli t.zw. Skaliste Góry i zachodni - Sierra Nevada. W związku z tymi elementami tektonicznymi, znajdują się prowincje naftowe środkowej i północnej części Stanów Zjednoczonych.

Między grzbietami Appalachskim, a Cincinnati, mamy obszar Appalachski. Na zboczach Cincinnati występuje obszar Lima-Indiana i in. Na północ od Cincinnati,między dwoma odgałęzieniami tego grzbietu, znajduje się najdalej ku północy wysunięta prowincja naftowa, t.zw. Michigan. Między Cincinnati, a Ozarkiem leży t.zw. prowincja wschodniego zagłębia Węglowego. Między Ozarkiem, a Górami Skalistymi, leży t.zw. prowincja zachodniego zagłębia Węglowego. Z Górami Skalistymi, głównie z ich zboczami wschodnimi i zachodnimi, jest związana prowincja naftowa tego samego imienia.

Wreszcie z pasmem gór Sierra Nevada, jest związana najdalej ku zachodowi wysunięta prowincja naftowa Stanów Zjednoczonych - Kalifornia.

Wszystkie dotąd wyliczone prowincje naftowe w liczbie, jak widzimy siedmiu, związane z grzbietami o prawie

południkowym biegu.

Inaczej rzecz przedstawia się w południowej części Stanów Zjednoczonych. Tu wypiętrzenia mają przebieg prawie równoleżnikowy. Takim grzbietem jest przede wszystkim szereg wyniosłości: Ouchita-Arbokl-Wichita-Amarillo. Z grzbietem tym jest związana prowincja naftowa tegoż imienia. Między tymi grzbietami, a zatoką Meksykańską, leżą dwie prowincje naftowe: a/. Zachodniego Texasu i b/. Gulfu, czyli wybrzeża zatoki Meksykańskiej. Poza tym jest tu wyróżniona prowincja Bend, związana z grzbietem tegoż imienia.

Mamy więc w południowej części Stanów Zjednoczonych 4 prowincje. Czyli wszystkiego możemy wydzielić w Stanach Zjednoczonych 11 prowincji /fig. 56/.

Zaznaczmy w tym miejscu, że jeszcze niedawno, łączono obecne prowincje: 1/. Zachodniego Zagłębia Węglowego /południowa z północnej grupy prowincji/, 2/. Ouchita - - Arbukle-Wichita-Amarillo, 3/. Zachodniego Texasu, 4/. Bend w jedną dużą prowincję Mid Continent. Dopiero dokonanie tu w ostatnich latach 20 - 30 odkrycia znacznej ilości złóż i ogromny rozwój przemysłu naftowego, spowodowały podany powyżej bardziej szczegółowy podział na prowincje naftowe.

Appalachy.

Złoża są wyciągnięte długim pasmem o biegu NE - SW wzdłuż zachodniego zbocza gór Appalachskich. Pola te dawały niegdyś prawie całą produkcję Stanów Zjednoczonych. Do r. 1875 dały one 98% całej produkcji. Ogólne ich wydobycie do r. 1920 wynosiło 184 miliony ton.

Pokłady ropne znajdują się w utworach kambryjskich, syluryjskich, dewońskich i karbońskich. Główne poziomy naftowe są związane z dolnym karbonem, czyli z warstwami mississippskimi /poziom Pocono/ i z górnym dewonem. Główne gazowe poziomy znajdują się w dolnym dewonie, sylurze i w ordowiku /dolny sylur/ w wapieniach Trenton.

W górnym karbonie /warstwy pensylwańskie/ znajdują się w tym samym obszarze pokłady węglowe.

Zbiornikami ropnymi są przeważnie piaskowce. Pokłady nie mają stałego charakteru i tworzą rodzaj soczewek.

Ogólna miąższość serii roponośnej sięga tu 3 000 m. Wszystkich ropnych poziomów liczą tu 36, lecz w różnych grupach pól, głównymi jest zwykle tylko kilka poziomów.

Seria roponośna ułożyła się w szerokiej, paleozoicznej geosynklinie między prastarym lądem Appalachów, i lądami Laurentia.

We wschodniej swej części, bliżej Appalachów utwory są względnie intensywniej sfałdowane, bliżej osi geosynkliny sfałdowanie jest bardzo łagodne. Osady we wschodniej części noszą więcej piaszczysty charakter, w miarę posuwania się ku W coraz więcej pelitowy. Osady są typu morskiego z obfitą fauną i florą planktonu. Organiczny materiał przeważnie w łupkach, często bitumicznych, nawet ze śladami ropy.

Jak widać, brzeg przesuwał się w kierunku NW.

Pola gazowe znajdują się na wschodzie, na zachodzie zaś są pola ropy i gazu. Zwolennicy teorii Carbon-ratio /White i inni/ widzą w tym wpływ większego ciśnienia tektonicznego na wschodzie, które spowodowało, że węgle tej części obszaru posiadają dużą zawartość koksu i mało części lotnych, zaś ropy przeszły do typu parafinowego i częściowo zamieniły się w gazy.

Niektórzy badacze podkreślają okresy przerwy sedymentacyjnej w utworzeniu pokładów roponośnych w lagunach i na rozmytej powierzchni. Utworzyły się wtedy zamknięte zbiorniki.

Przyjmują, że ropa i gazy utworzyły się w otworach ilastych i następnie przeszły w sąsiednie piaszczyste zbiorniki.

Prowincja Lima-Indiana.

Pola naftowe tej prowincji znajdują się w obrębie wyniesienia Cincinnati, bardzo płaskiego, lecz rozległego. Wypiętrzenie to ciągnie się w kierunku SW - NE przez Stany: Tenneessee, Kentucky, Ohio-Indiana.

Główny poziom naftowy w wapieniu Trenton /dolny sylur/.

Pola naftowe gromadzą się w kopułach i w tarasach strukturalnych. Wapienie zdolomityzowane są bogatsze w ropę w miarę większej dolomityzacji i szczególnie tam, gdzie mają one w stropie łupki sylurskie. Zaznacza się względnie prawidłowe zaleganie.

Największe wydobycie w r. 1896 - 4 miliony ton. W 1920 r. wydobycie pół miliona ton.

Wschodnie wewnętrzne zagłębie węglowe.

Tektonika tego obszaru znajduje się pod wpływem dwóch garbów: wschodniego: Cincinnati i zachodniego: Ozark. Południową granicę zagłębia stanowi system uskoków, ciągnących się prawie w równoleżnikowym kierunku. Wewnątrz Zagłębia odgrywa dużą rolę antyklina La Salle, biegnąca

w zachodniej części zagłębia, o kierunku południkowym. Wzdłuż tej antykliny dają się zauważyć wtórne sfałdowania i szereg kopuł. Centralna część zagłębia jest zajęta przez utwory wyższego karbonu /pensylwańskie/, z którymi są związane złoża węgla kamiennego. Podścielające utwory Mississippskie występują w postaci wąskiego obramowania na peryferiach zagłębia.

Poziom pensylwański odznacza się stałością, Mississippski, który ulegał erozji, odwrotnie, posiada nader zmienny, co do miąższości, charakter. Złoża nafty w karbonie występują głównie w utworach Mississippskich. Damą one do 95% całego wydobycia.

Dewon i sylur nie grają większej roli. W zachodnim kierunku te utwory wyklinowują się.

M i c h i g a n.

Prowincja ta jest zamknięta od południa przez 2 odgałęzienia garbu Cincinnati. Jedno idzie ku NW do południowego brzegu jeziora Michigan, drugie ciągnie się w kierunku północnym, a następnie, nie dochodząc do jeziora Eri, skręca ku NE.

Na peryferiach występują utwory ordowickie, sylurskie. Środek zajęty przez dewon i karbon.

Obserwuje się tu szereg wtórnych sfałdowań i kilka antyklin, zasługujących na przemysłową uwagę.

Obecnie są zbadane 4 poziomy, główny z ich liczby - - Berea - w utworach Mississippskich i 3 w dewonie.

Zachodnie Wewnętrzne Zagłębie Węglowe.

Prowincja ta leży między grzbietem Ozark na wschodzie i Skalistymi Górami na zachodzie. Pasmo naftowe jest wycią-

gnięte w kierunku NNE - SSW , głównie na obszarze Stanów: Oklahoma i Kanzas. Długość 400 km. Z południa granicę stanowią: Wzgórza Ouchita - Arbukl - Wichita - Amarillo. Wewnątrz znajduje się szereg wyniosłości między nimi:
1/. Granitowy grzbiet Nemaha - o kierunku południkowym, przez stan Kanzas ; 2/. Wypiętrzenie Barton.

Produktywne poziomy naftowe i gazowe znajdują się głównie w pensylwańskich utworach /dolna część/, oraz w utworach sylurskich.

Poważnym czynnikiem jest litologiczny skład warstw.

Pod względem strukturalnym znaczna ilość złóż i to najbogatszych, łączy się z grzbietami pogrzebanymi, głównie z grzbietem Nemaha w jego południowym biegu na terenie stanu Oklahoma.

Nad grzbietami pogrzebanymi tworzą się tu łagodne formy strukturalne w postaci symetrycznych antyklin, lub kopuł. Najwięcej znane złoża w tej prowincji to: Cushing, Oklahoma, Oklahoma-City , Seminole. Te ostatnie złoża wywołały głównie znany kryzys nadprodukcji w stanie Oklahoma, który powstał w końcu lat dwudziestych i wywołał przymusowe zamknięcie pewnej ilości szybów.

Według danych z r. 1936 stan Oklahoma otrzymał 27 milionów ton ropy naftowej i zajął co do produkcji, 2,miejsce w Stanach Zjednoczonych.

Góry Skaliste,

Złoża naftowe są wyciągnięte przeważnie wzdłuż wschodniego zbocza Gór Skalistych, w mniejszym stopniu występują na zachód od tych ostatnich. Zajmują one rozległy obszar w stanach: Nowy Meksyk, Kolorado, Utah, Wyoming i Montana.

Główne poziomy naftonośne znajdują się w utworach górno-kredowych. Poza tym jest spotykana ropa również w utworach permskich i górno-karbońskich /pensylwańskich/. Utwory górno-kredowe noszą charakter lagunowy; prócz ropy naftowej, występują tu dość liczne pokłady węgla brunatnego, lub kamiennego, należącego do niższ-ych stopni owęglenia.

Pod względem tektonicznym spotykamy tu przeważnie dość łagodne i prawidłowe antykliny, często typu brachi-antyklin.

Głównymi złożami w ten prowincji są: Salt Creck, Elk Hills i Hoabs.

Ze względu na niezbyt duże zasoby i niesprzyjające warunki geograficzne w postaci rozrzucenia złóż na znacznej przestrzeni i wielkiej odległości od centrów przemysłowych, prowincja Gór Skalistych odgrywa rolę drugorzędną wśród innych prowincyj Stanów Zjednoczonych.

Zasługują tu również na uwagę przemysłową znaczne zasoby łupków bitumicznych, występujących głównie w eocenie.

Do tejże prowincji Gór Skalistych należy zaliczyć i występowania ropy naftowej i gazu w zachodniej części Kanady. Nie rozwinęło się tu jednak, jak i w całej Kanadzie, nigdzie poważniejsze wydobycie.

K a l i f o r n i a.

Prowincja ta znajduje się w granicach stanu Kalifornia.

Złoża tworzą dwa pasma: 1/. Wewnętrzne między grzbie-

tami Sierra Nevada i Grzbietem Brzeżnym, oraz 2/. Zewnętrzne pasmo między grzbietem Brzeżnym, a Oceanem.

Mamy tu przeważnie brachiantykliny i kopuły.

Pod względem stratygraficznym złoża naftowe występują w eocenie, oligocenie, zaś głównie w miocenie.

W dawniejszych czasach główną rolę odgrywał obszar wewnętrzny, z jego znanymi złożami: Mc. Kitrick, Coalinga i in. W ostatnich latach wysunął się na czoło obszar zewnętrzny, szczególnie grupa złóż w rejonie Los Angeles, z jego znanymi złożami: Long Beach, Keetleman Hills, Midway.

W roku 1936 Stan Kalifornia z jego produkcją 29 milionów ton zajął pierwsze miejsce pośród wszystkich stanów.

Prowincja Ouchita - Amarillo.

Szereg wzgórz, z którymi są związane miejscowe złoża naftowe, rozpoczyna się na wschodzie od Ouchita i ciągnie się na zachód przez Arbukl, Wichita, /Uiczyta/ i kończy się na zachodzie w Amarillo. Na S leży wyniosłość Red-River.

Amarillo stanowi element pogrzebany. O jego egzystencji dowiedziano się przez wiercenia. Powstało ono w epoce Ordowiku.

We wschodniej części prowincji wychodzą na powierzchnię utwory pensylwańskie, w środkowej - permskie, na zachodzie - utwory mezozoiczne, kreda leży bezpośrednio na paleozoikum.

Produktywne poziomy odróżniają się od innych prowincji terytorialnie ograniczonym zasięgiem i soczewkowatym kształtem. Należą one do utworów pensylwańskich i ordowickich.

Typowe złoże - Robberson. Jest to typowa pogrzebana struktura przykryta przez mniejwięcej poziomo leżącą permską serię. W dolnej części serii występują piaski gazowe. Jądro fałdu składa się z warstw ordowickich.

Następny obszar - Panhandle w Amarillo. Grzbiet podziemny z granitów stanowił suszę w czasie, aż do górno-pensylwańskiej epoki. Na nim leży prawidłowo ułożony perm.

Prowincja Bend.

Zajmuje centralną część stanu Texas. Wypiętrzenie Bend- to typowo-podziemna struktura. Pochylenie warstw łagodne. Struktura wyciągnięta w kierunku N - S. Wypiętrzenie to jest osnową dla szeregu wtórnych sfałdowań częściowo pogrzebanych.

Skład wypiętrzeń tworzą warstwy Bend, stanowiące dolną część serii pensylwańskiej; warstwy permskie i ordowickie nie grają większej roli.

Prowincja zachodniego Texasu.

Ta prowincja do dwudziestych lat bieżącego stulecia była uważana za nieproduktywną. Według obecnych poglądów ciągnie się ona przez Nowy Meksyk, Zachodni Texas, Wschodni Texas, Luizjanę, otacza Meksykańską zatokę, będącą potężną geosynkliną, wypełnioną przeważnie permskimi utworami. Granicami są na E - wypiętrzenie Bend, na N - Amarillo. Granica zachodnia nie jest ustalona.

Nafta występuje w utworach permskich. Na powierzchni leżą poziome warstwy. Grzbiety pogrzebane można było odkryć tylko przy pomocy geofizyki. Zbiorniki ropy znajdują się

w wapieniach permskiego wieku, pod nadkładem permskim i triasowych czerwonych osadów.

Prowincja Gulfu /Luizjana/.

Jest to geologiczne przedłużenie Meksykańskiej Zatoki na obszarze Wschodniego Texasu, częściowo Arkanzasu i Luizjany.

Wydzielają tu:

1/. Obszar sfałdowań Balcones, czyli Wschodni Texas;

2/. Obszar około wypiętrzeń Ouchita;

3/. Na południu strefę solnych wypiętrzeń.

Balcones jest strefą uskoków schodowatych, poziomych. Warstwy roponośne występują w górnej kredzie.

Solne wypiętrzenia przedstawiają ciała eliptyczne, lub okrągłe, rzadziej wyciągnięte. Zjawiają się głównie w miejscach przecięcia się uskoków systemu Balcones z uskokami Red River, na płaskiej, słabo pagórkowatej równinie. Zapadlisko to, równoległe do rzeki Mississippi, wypełnione jest trzeciorzędem i czwartorzędem. Kopuły występują zwykle pod poziomymi warstwami nadkładu, lub w postaci pagórków.

Średnica kopuły sięga zwykle 2,5 do 3,5 km, czasem do 6,5 km. Jądro przerywa trzeciorzęd, który je okrąża. W czapie, na soli zalega anhydryt; czasem górna część anhydrytu ulega hydratyzacji i zamienia się na gips; wyżej leży dolomit plioceński.

Ropa występuje w czapie rzadko, zwykle znajduje się w dolomicie. Główna masa ropy występuje na bokach słupa. Roponośny jest zwykle wąski pierścień, często nieregular-

ny.

Określenia położenia słupów dokonano badaniami sejsmicznymi, oraz częściowo pomiarami elektrycznymi.

-- o O o --

S p i s   r z e c z y

Strona:

Strona:

Strona:

Strona:

-- oo O oo --

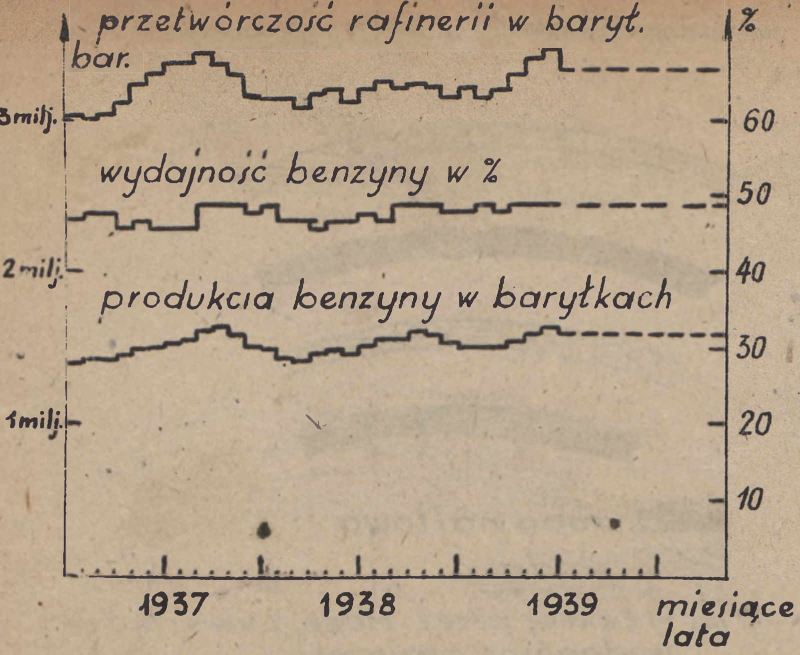
Errata do Nafty

Str.	wiersz	ma być	zamiast
IV.	4 od dołu	Ouachita	Ouchita
7	1 od góry	duża	duż
14	12 " "	szlachetny	czlachetny
29	5 " dołu	płaszczyznach	płaszczyśniach
47	12 " "	(skreślić przecinek)	
48	1 " góry	(skreślić nawiasy)	
57	9 " "	mało	moło
69	15 " "	lewantyńskich	lewańtyjskich
82	11 " "	Kanzas	kankas
100	11 " dołu	(skreślić literę c)	
104	8 " góry	różny	równym
107	14 " "	kalającej	załającej
119	3 " dołu	surowcowych	surowcówych
121	1 " dołu	dało	dał
139	5 " góry	Choć	Choś
140	10 " "	Makat	----
142	5 " góry i 13 " dołu	Ouachita	Ouchita
144	5 " góry	utworach	otworach
145	11 " "	Dają	Damą
147	11 " "	tej	ten
148	13 " dołu	Ouachita	Ouchita
150	9 " góry	Ouachita	Ouchita

W atlasie:

Tab.10	rys.47	Golcowa	Godowa
Tab.12	rys.52	czarnorzecki	ciężkowicki
Tab.14	rys.55	Puta	Puth

Tablica 1.



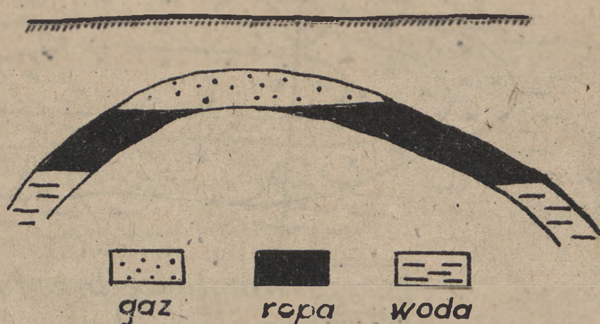
1. Wykres produkcji przetworów naftowych w U.S.A.



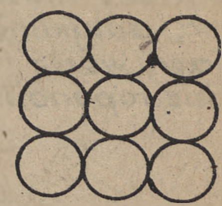
2. Przekrój geologiczny przez złoże ozokerytu w Borysławiu.



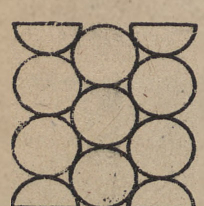
3. Wychody skał nasyconych ropą na obszarach pustynnych.



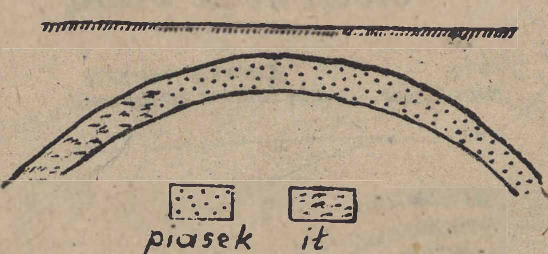
4. Przekrój geologiczny przez zbiornik ropy.



6. Schemat sześciennego układu piaskowca.



7. Schemat romboedrycznego układu ziarn piaskowca.



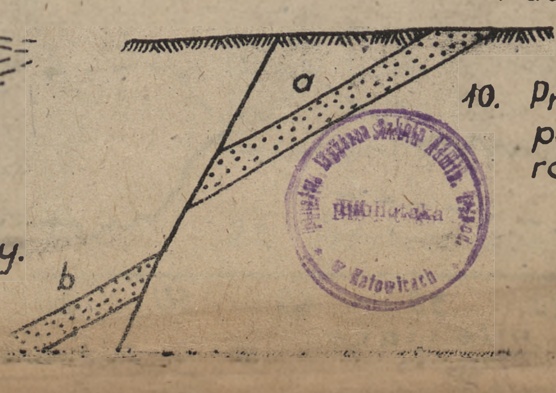
5. Przekrój geologiczny przez pokład o zmiennej facji.



8. Przekrój przez złoże z nadkładem.



9. Przekrój geologiczny przez soczewkowaty zbiornik ropy.



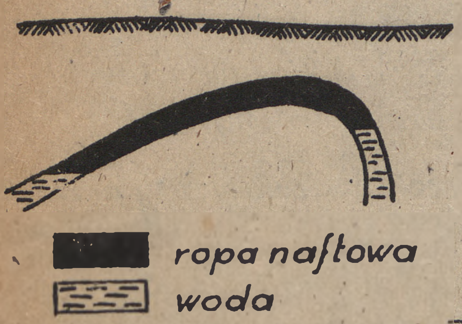
10. Przekrój geologiczny przez zbiornik ropy rozbity uskokiem.



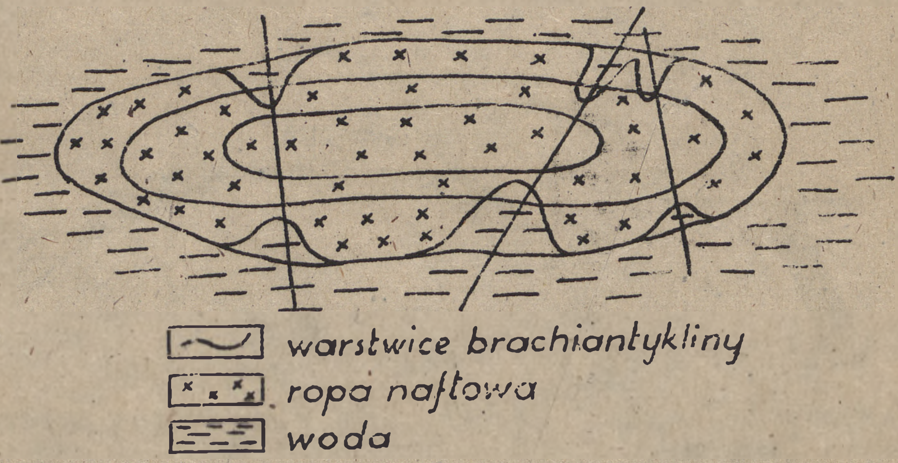
11. Przekrój przez pokład roponośny zawierający wodę.



12. Przekrój przez złoże, zawierające wodonośne poziomy.



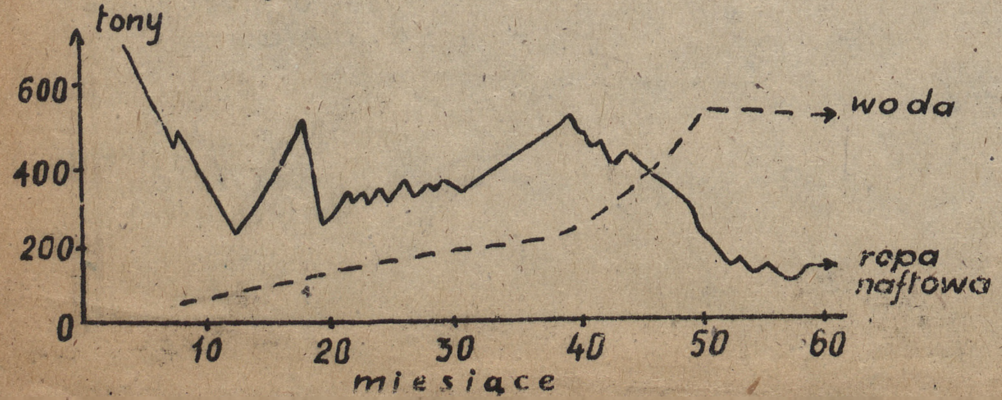
13. Przekrój przez niesymetryczną antyklinę, zawierającą wodę w pokładzie roponośnym.



14. Mapka strukturalna złoża ropy otoczonego wodą.

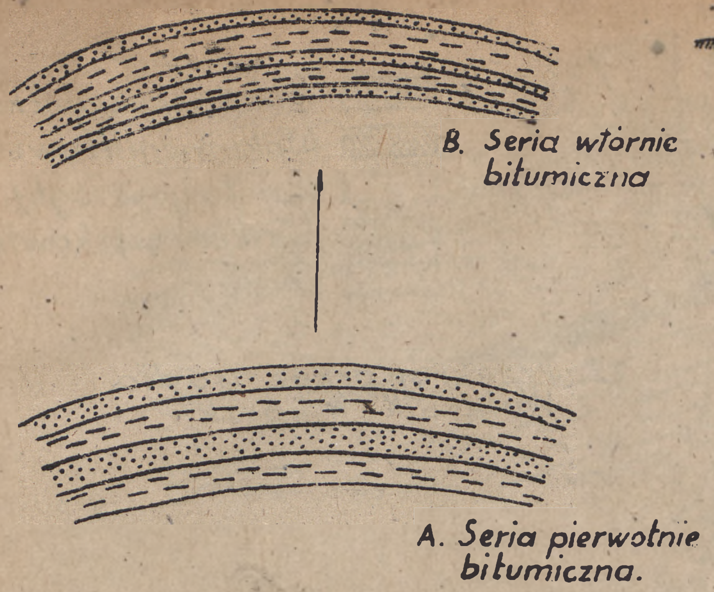


15. Przekrój przez złoże Bibi-Ejbat. (Skala pionowa przesadzona w stosunku do poziomej.)



16. Wykres produkcji ropy i wody pokładowej dla otworu leżącego blisko wody okalającej.

Tablica 3



17. Przekrój przez złoże ropne powstałe przez migrację.

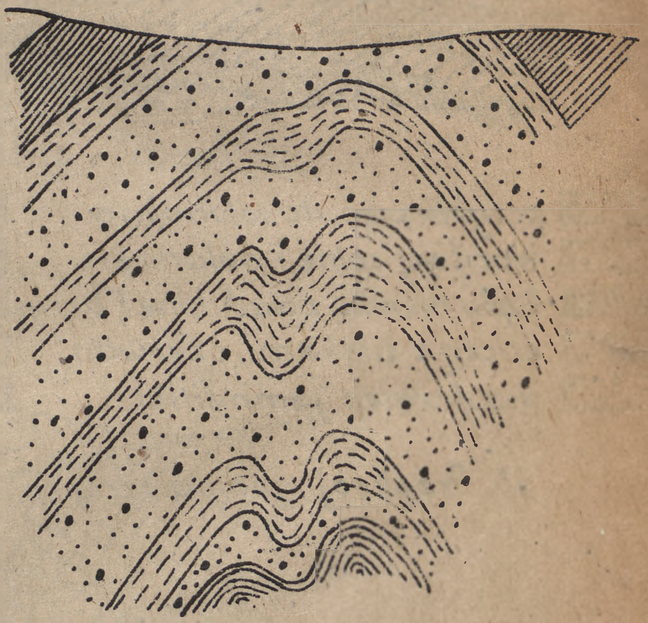


18. Schematyczne przekroje pól Starego i Nowego Groźnego.



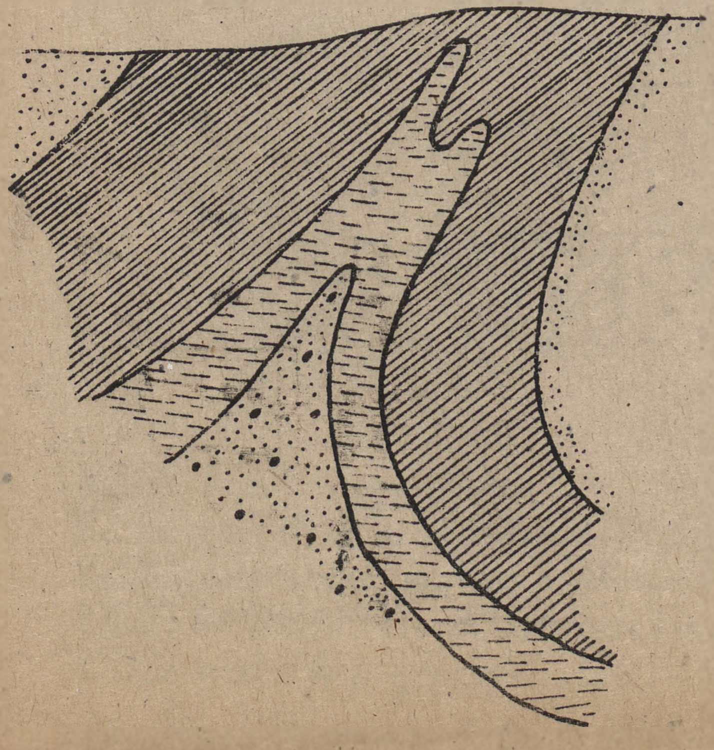
seria produktywna
warstwy akczagilskie
warstwy apszerońskie

19. Przekrój symetrycznej antykliny Bibi-Ejbatu.



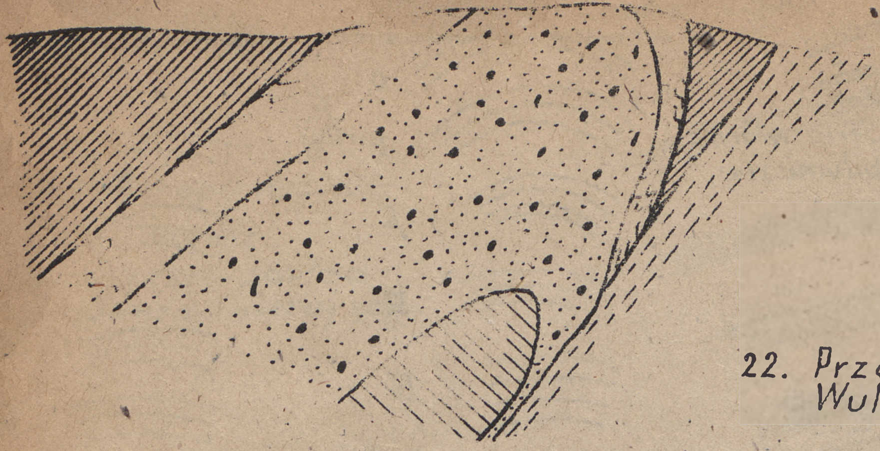
łupki menilitowe - oligocen.
łupki
ropon. piask. ciężkow } eocen
kreda

20. Przekrój przez siodło Bóbrki.



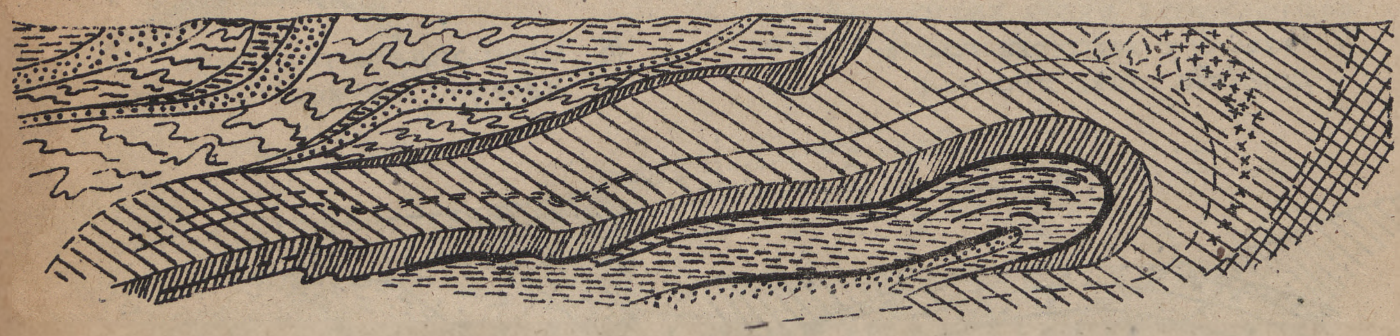
warstwy krośnieńskie
łupki menilitowe } oligocen
pstre łupki (gór. eocen)
piaskow. ciężkowicki - eocen

21. Przekrój przez siodło Rogów.



▨ warstwy polanickie
▨ łupki menilitowe
▭ warstwy hieroglif.
▨ piaskow. ciężkowic.
▨ kreda

22. Przekrój przez siodło Wulki - Klimkówki.



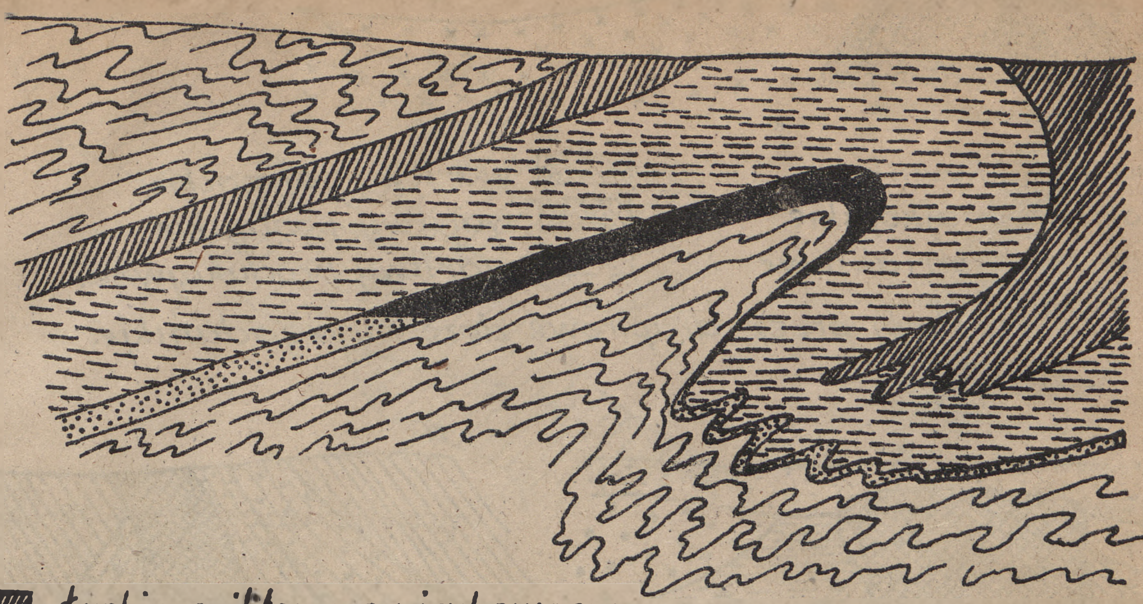
- przykarpac. str. solonośna
- warstwy solne i polanickie
- łupki menilit. z piask. kliw. i borys.
- eocen z łupkami czerwon.
- piaskowiec jamneński
- przeważnie warstwy inoceramowe
- złoża ropne
- solanka polanicka
- zlepieńce egzotyczne
- żyły wosku ziemnego

23. Przekrój geologiczny przez złoże ropy w Borysławiu.



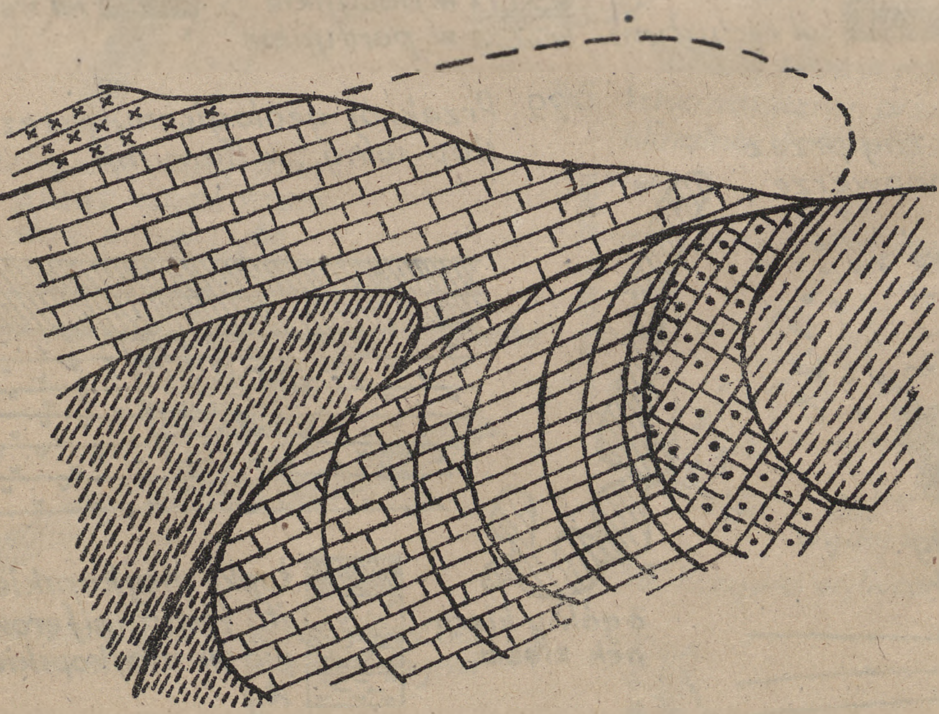
- akczagilskie piętro
- sarmatyt
- w-y spaniodontowe i spirialisowo-czokrakskie.

24. Przekrój przez antyklinę Staro-Groźnieńską.



łupki menilitowe z piaskowcem
eocen z łupkami czerwonymi.
piaskowiec jamneński
przeważnie warstwy inoceramowe
złoża ropne.

25. Przekrój przez przewaloną antyklinę Schodnicy.

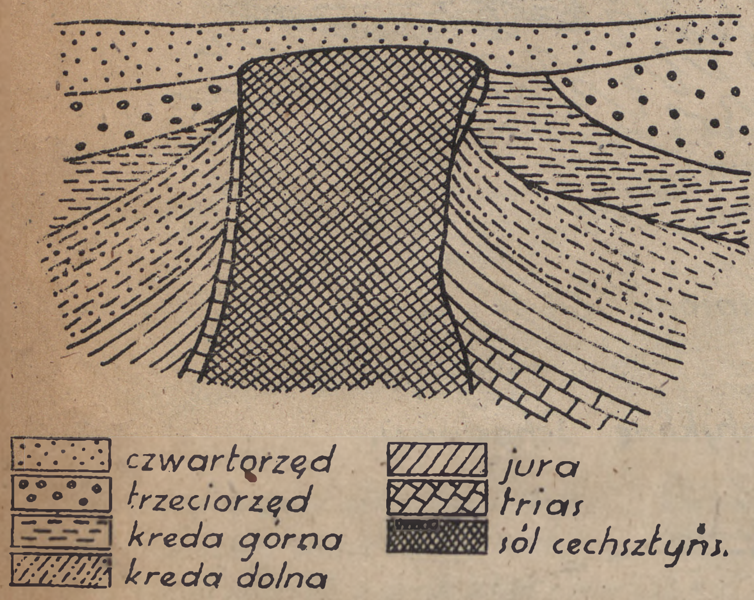


łupki majkopskie
warstwy czokrakskie } śr. mioc.
warstwy spaniodontowe
w. dolno i środk. sarmackie } gór. mioc.
warstwy groźnieńskie

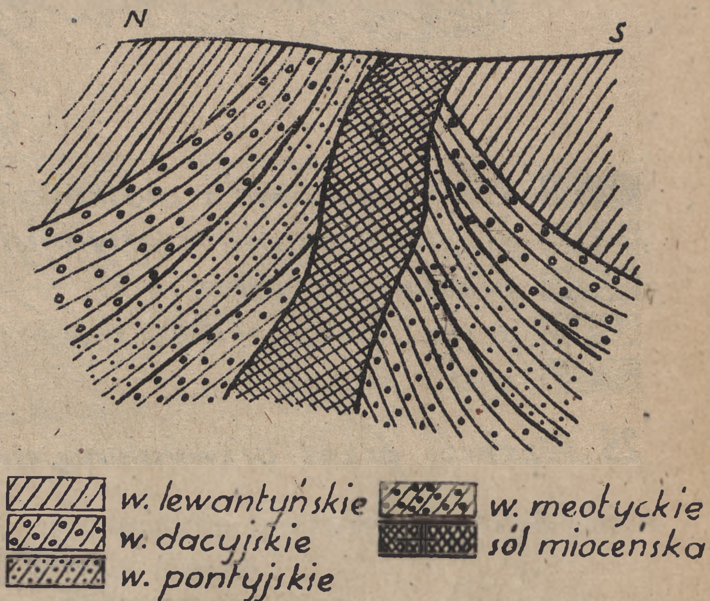
26. Przekrój przez złoże w Woźniesieńsku.



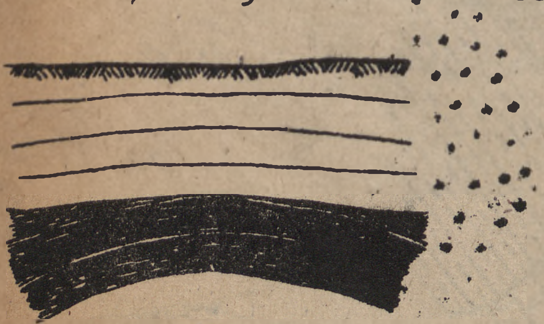
27. Przekrój przez diapirowe złoże Binagadyńskie.



28. Przekrój geologiczny przez słup solny w Hannowerze



29. Przekrój geologiczny przez słup solny w Rumunii.



30. Przekrój przez antyklinę pogrzebaną.



32. Przekrój geologiczny przez złoże Majkopskie.



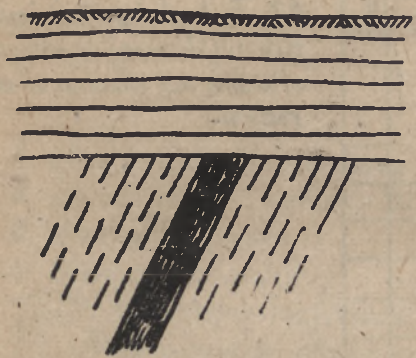
31. Przekrój przez grzbiet pogrzebany.



33. Schematyczna mapka złoża Midway.



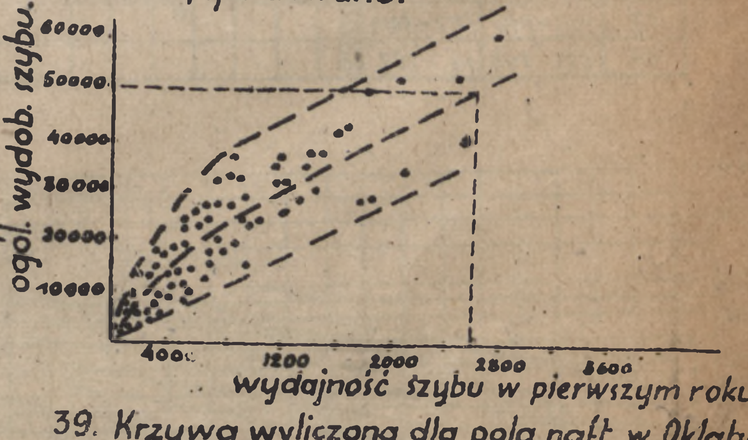
34. Schematyczny przekrój geologiczny przez złoże ropy izolowane asfaltem.



35. Schematyczny przekrój przez złoże monoklinalne przykryte.



36. Schematyczny przekrój przez złoże monoklinalne, sfałdowane.



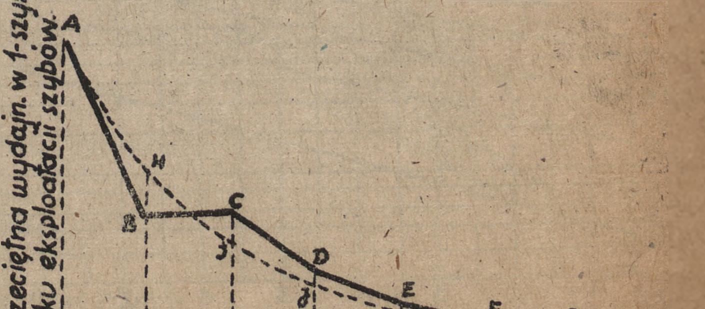
39. Krzywa wyliczona dla pola naft. w Oklahomie



37. Schematyczny przekrój przez taras w złożu monoklinalnym.

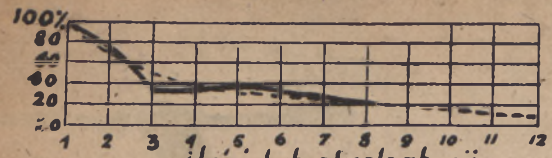


38. Przekrój przez złoże związane z uskokiem.

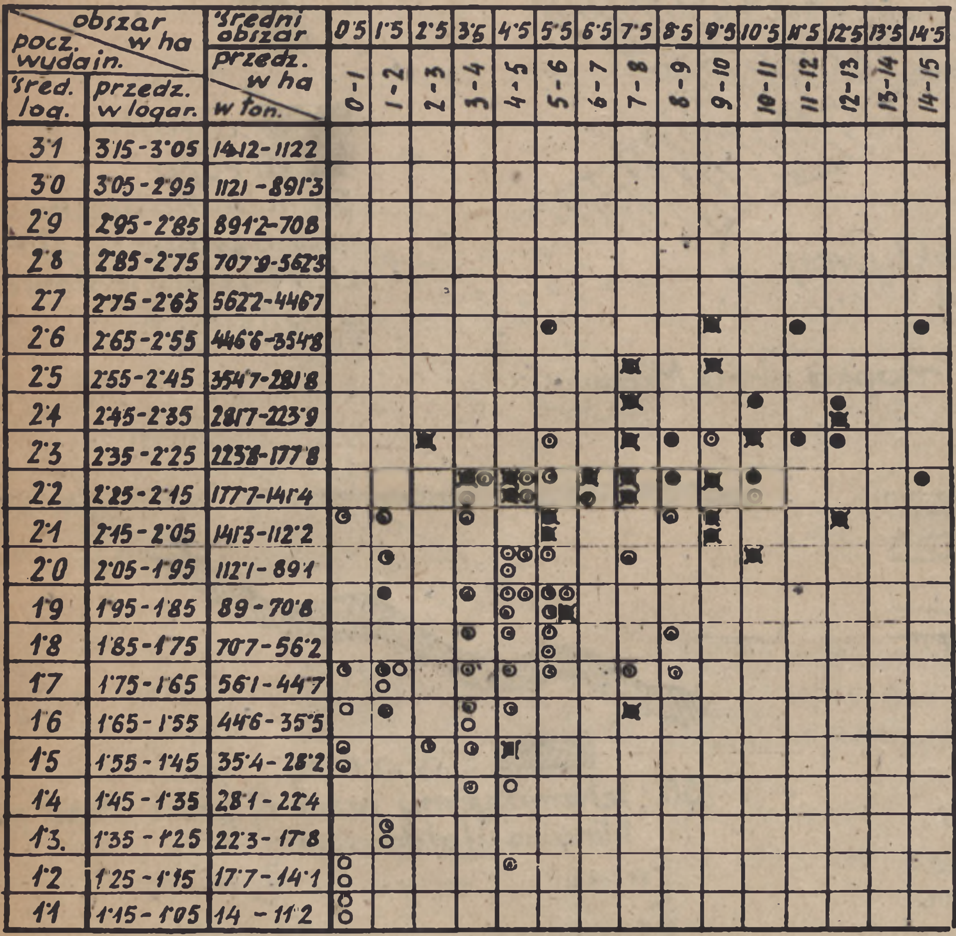


40. Krzywa zagęszczenia.

Tabela 8.

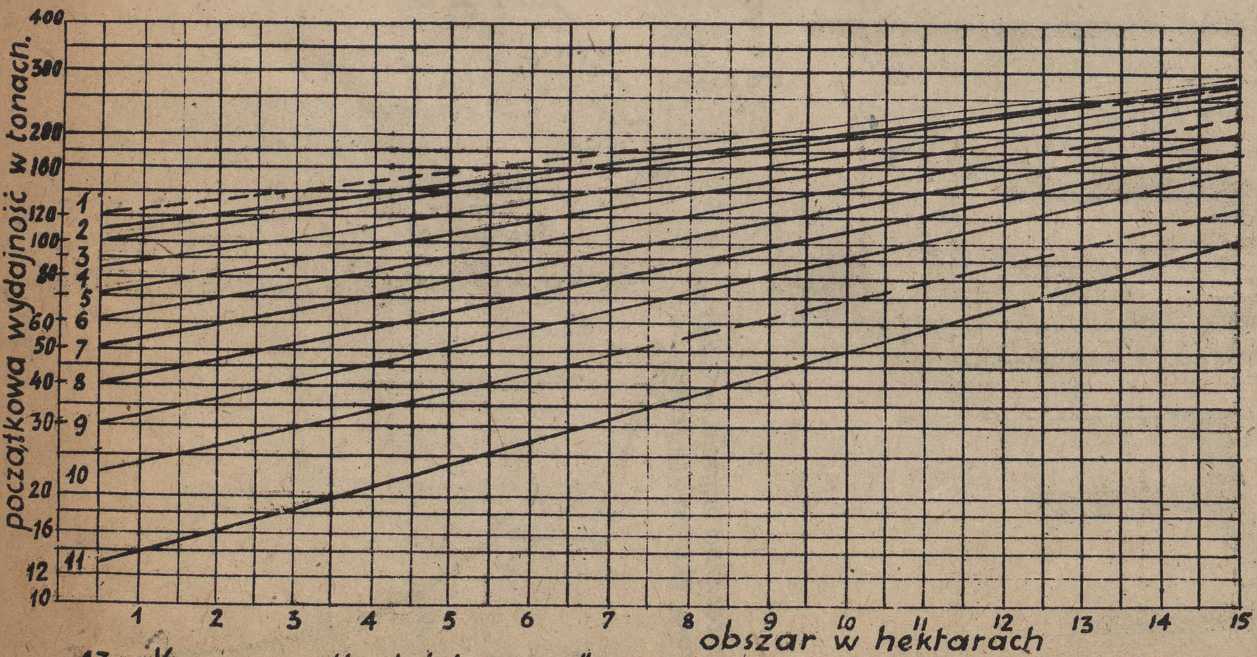


41. Krzywa chronologiczna.



● dla otworomiesięcy 0-15.
✖ dla otworomiesięcy 16-40.
⊙ dla otworomiesięcy 41-100.
o dla otworomiesięcy 101 i więcej.

42. Tabela zależności początkowej wydajności otworu od obszaru drenażu.



43. Krzywe „odległości - czasu."

Tabela 9.



I. złoża naftowe grupy środkowej
II. obszar wsch. grupy brzeżnej
III złoża Mołdawii
IV złoża Walachii
obszary naftowe
44. Karpackie złoza naftowe.



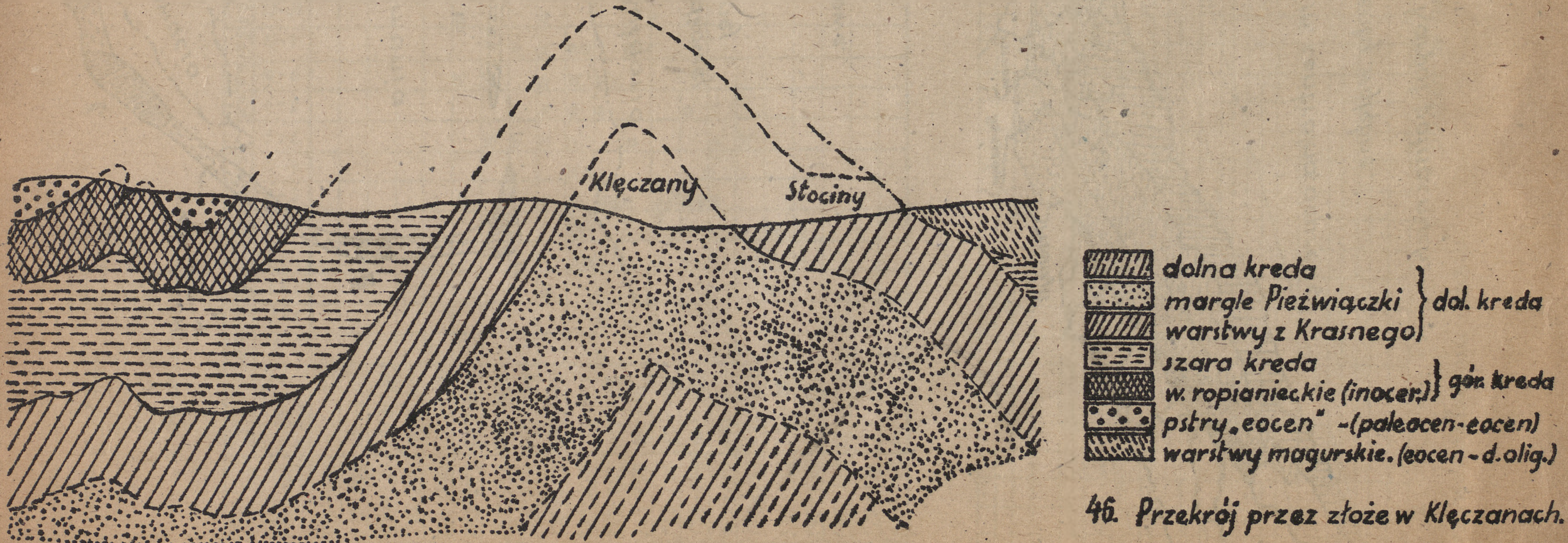
strefa magurska
strefa środkowa (obejm. centralna, depresię)
strefa brzeżna
strefa brzeżna - elementy wgłębne.

45. Schemat tektoniczny Karpat północnych.

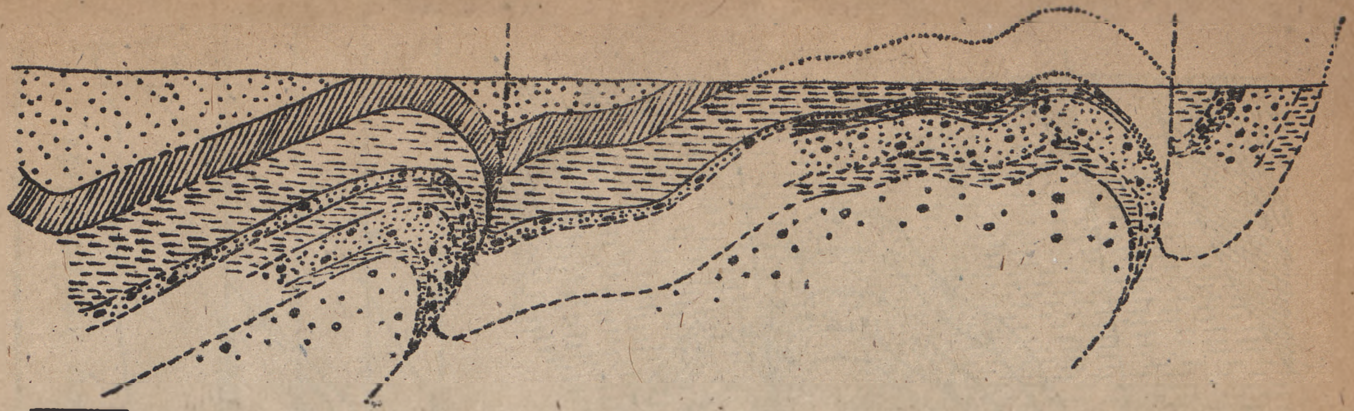
Tabela 10.



47. Przekrój przez Centralną depresję Karpacką.

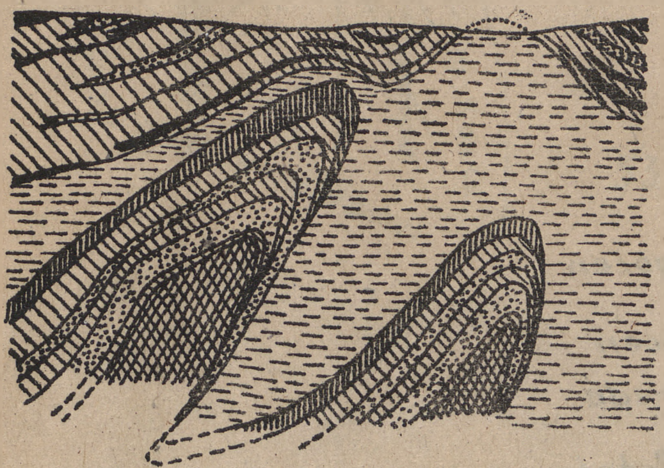


46. Przekrój przez złoże w Klęczanach.



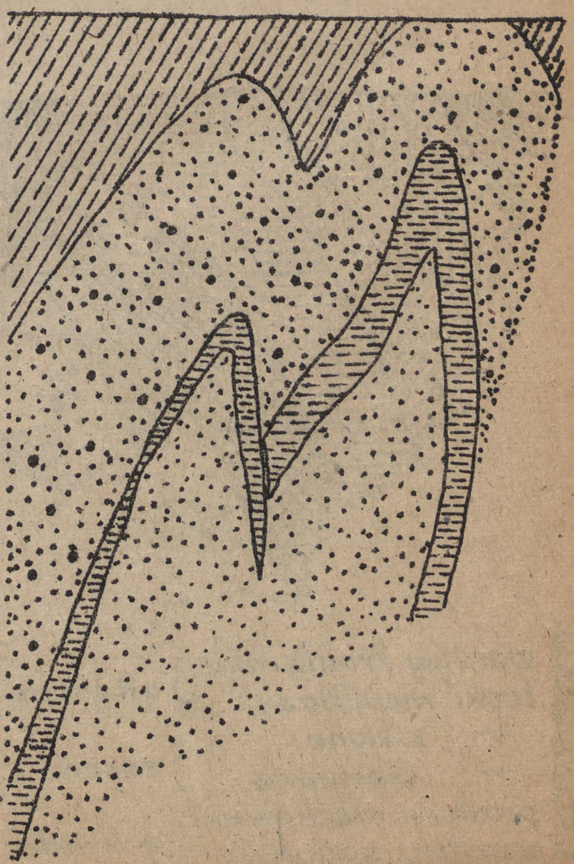
warstwy krośnieńskie
łupki menilitowe
pstre łupki
piaskowiec ciężkowicki
piaskowiec czarnorzecki

48. Przekrój przez złoże w Lipinkach.



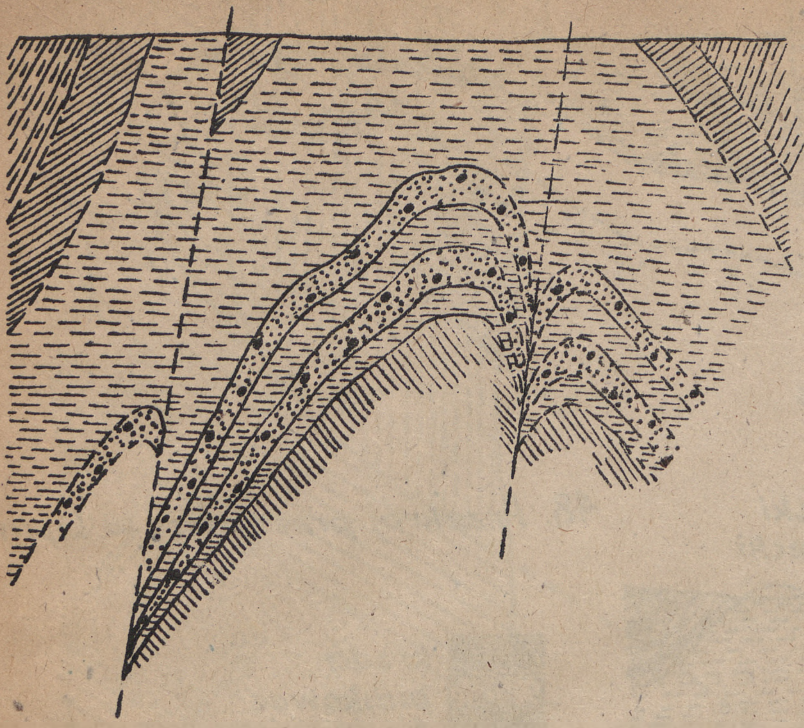
kreda
piaskowce
łupki czerwone
łupki zielone, szare
łupki menilitowe
} eocen
warstwy krośnieńskie - oligocen.

49. Przekrój przez złoże w Harklowej.



pstre iły
piaskowiec ciężkowicki
łupki
piaskowce

50. Przekrój przez siodło Biecza.



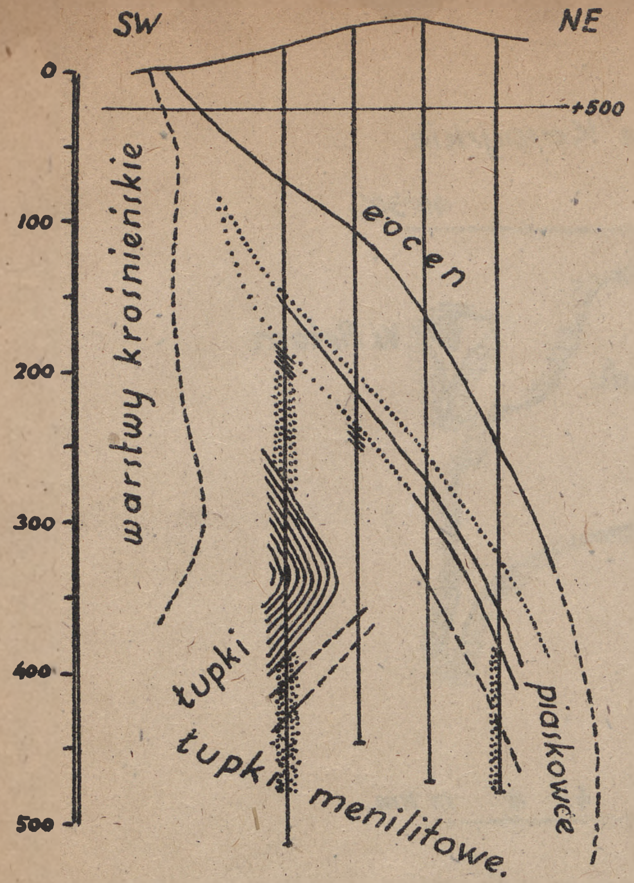
- warstwy krośnieńskie } oligocen
- łupki menilitowe } oligocen
- pstre łupki } eocen
- piaskowiec ciężkowicki } eocen
- warstwy czarnorzeckie - kreda

51. Przekrój przez siodło Potoka.

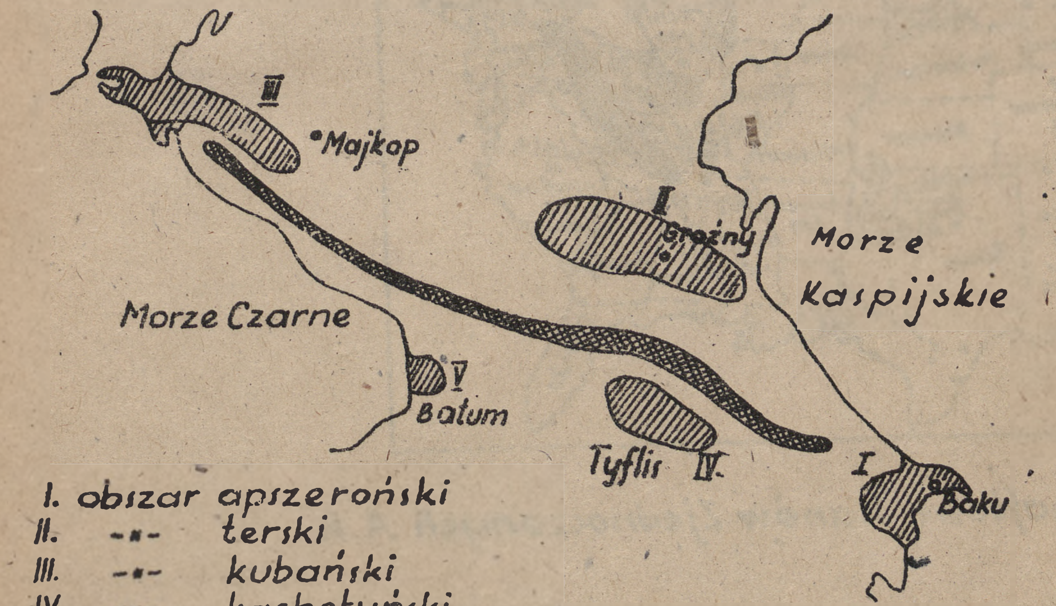


- warstwy krośnieńskie } oligocen
- łupki menilitowe } oligocen
- -"- zielone } eocen
- -"- czerwone } eocen
- piaskow. ciężkowicki } g. kreda
- warstwy godulskie } g. kreda
- d. k. 1 } dolna kreda.
- d. k. 2 } dolna kreda.
- d. k. 3. } dolna kreda.
- d. k. 4. } dolna kreda.

52. Przekrój przez Grabownicę.



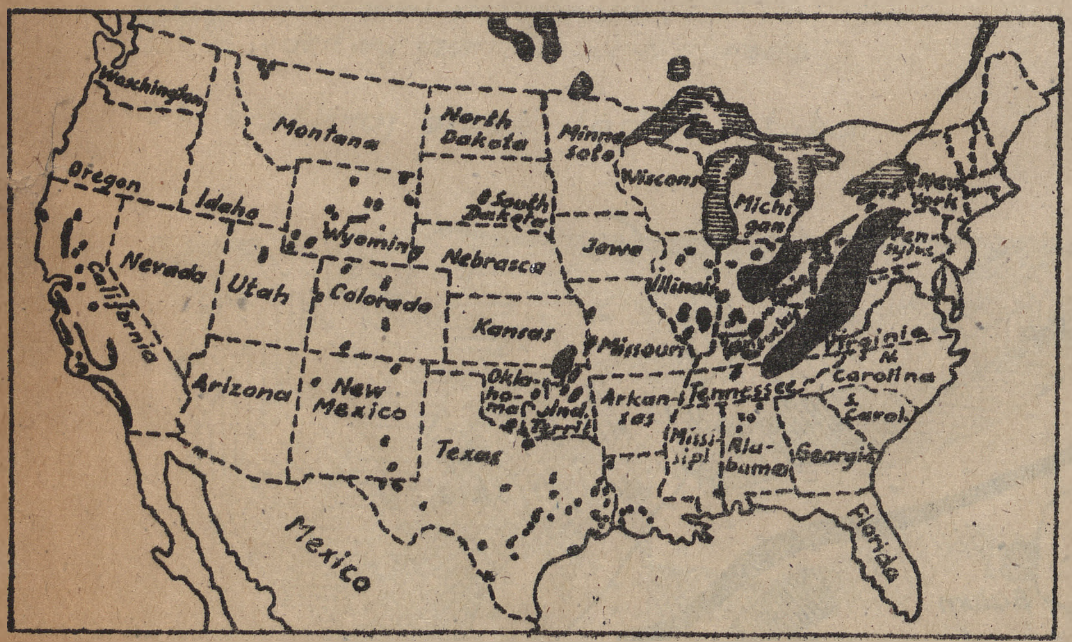
53. Przekrój przez złoże w Wańkowej.



54. Kaukaskie obszary roponośne.



55. Złoża półwyspu Apszerońskiego.



56. Prowincie naftowe Stanów Zjednoczonych A.P.

Wydawnictwa Sekcji Wydawniczej
Stowarzyszenia Studentów Akademii Górniczej

1. BIELSKI Z. S. Prof.: Wydobywanie ropy naftowej — z atlasem
2. BIERNAWSKI W. Prof. Inż.: Obróbka wiórowa — z atlasem
3. BOHDANOWICZ K. Prof. Inż.: Geologia stosowana — 3 tomy z atlasem
4. — Węgiel (wydanie przedwojenne)
5. BOLEWSKI A. Prof. Dr Inż.: Mineralogia część II.
6. — Mineralogia. Część III.
7. — Petrografia
8. — Geografia gospodarcza surowców mineralnych
9. BUDRYK W. Prof. Dr Inż.: Przeróbka mechaniczna — z atlasem
10. BUZEK J. Prof. Inż.: Wykłady z metalurgii surówki (wydanie przedwojenne)
11. CZARNOCKI St. Prof. Inż.: Wydobywanie ropy naftowej, — z atlasem
12. CZECZOT H. Prof. Inż.: Teoria wiercenia udorowego (wydanie przedwojenne)
13. CZERSKI L. Prof. Dr: Wybrane wykłady z chemii ogólnej i analitycznej
14. — Tablice do chemii analitycznej jakościowej
15. GOŁĄB St. Prof. Dr: Geometria analityczna
16. — Arytmetyka liczb zespolonych
17. — Równania różniczkowe
18. GÓRKA S. Prof. Dr: Krzywe płaskie (wydanie przedwojenne)
19. JANCZEWSKI E. Prof. Dr: Geofizyka (w druku)
20. JEŻEWSKI M. Prof. Dr: Fizyka — nakład trzeci
21. KAMECKI J. Prof. Dr: Chemia fizyczna
22. KOCHMAŃSKI T. Dr Inż.: Rachunek wyrównawczy w technice gaussowskiej i krakowianowej
23. KRAUZE J. Prof. Dr Inż.: Rysunki techniczne
24. MAJEWSKI St. Inż.: Historia górnictwa
25. ROZEN Z. Prof. Dr: Petrografia (wydanie przedwojenne)
26. SYRYJCZYK D. Inż.: Spawanie i cięcie metali — z atlasem
27. TAKLIŃSKI W. Prof. Inż.: Mechanika teoretyczna, tom I. Statyka
28. — tom II. Kinematyka
29. — tom III. Dynamika punktu materialnego
30. — tom IV. Dynamika bryły (w druku)
31. WINDAKIEWICZ E. Prof. Inż.: Halurgia (solnictwo — kopalnie soli)
32. ZALEWSKI F. Prof. Dr Inż.: Górnictwo II, część I Wyciąganie szybami (w druku)